

Hidrógeno en América Latina

De las oportunidades a corto plazo al despliegue a gran escala



INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

The IEA examines the full spectrum of energy issues including oil, gas and coal supply and demand, renewable energy technologies, electricity markets, energy efficiency, access to energy, demand side management and much more. Through its work, the IEA advocates policies that will enhance the reliability, affordability and sustainability of energy in its 30 member countries, 8 association countries and beyond.

Please note that this publication is subject to specific restrictions that limit its use and distribution. The terms and conditions are available online at www.iea.org/t&c/

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

Source: IEA. All rights reserved.
International Energy Agency
Website: www.iea.org

IEA member countries:

Australia
Austria
Belgium
Canada
Czech Republic
Denmark
Estonia
Finland
France
Germany
Greece
Hungary
Ireland
Italy
Japan
Korea
Luxembourg
Mexico
Netherlands
New Zealand
Norway
Poland
Portugal
Slovak Republic
Spain
Sweden
Switzerland
Turkey
United Kingdom
United States

The European Commission also participates in the work of the IEA

IEA association countries:

Brazil
China
India
Indonesia
Morocco
Singapore
South Africa
Thailand



Tabla de contenido

Resumen ejecutivo	7
Introducción	17
Argumentos claros a favor del hidrógeno en el futuro energético de América Latina	17
El impulso del hidrógeno crece en América Latina	21
Estado actual de la producción y el uso de hidrógeno en América Latina	23
Potencial demanda de hidrógeno en la transición hacia energías limpias en América Latina	31
Sectores prioritarios para el despliegue del hidrógeno	31
Definición de los casos.....	33
Demanda de hidrógeno de aquí a 2030	35
Producción de hidrógeno en América Latina: opciones de despliegue a mayor escala	52
Hidrógeno de bajas emisiones de carbono obtenido con la infraestructura existente de combustibles fósiles	52
Hidrógeno de bajas emisiones de carbono obtenido mediante electrólisis	57
Políticas para el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones de carbono en América Latina	65
Estrategias y hojas de ruta nacionales	65
Cinco áreas para la acción de políticas públicas	67
Recomendaciones para los responsables de formulación de políticas públicas	79
Anexo	88
Abreviaturas	91
Unidades de medida	92

Lista de figuras

Figura 1	Demanda de hidrógeno en América Latina, 2019	8
Figura 2	Costo nivelado de la producción de hidrógeno a través de electrólisis alimentada por energía híbrida solar fotovoltaica y eólica terrestre, América Latina, 2050.....	11
Figura 3	Cambios en la demanda de hidrógeno por sector, caso Acelerado, América Latina, 2019-2030	14
Figura 4	Demanda de hidrógeno por aplicación, América Latina, 2019	25
Figura 5	Demanda de hidrógeno por país, América Latina, 2019	26
Figura 6	Suministro regional de hidrógeno puro y mixto por tipo, América Latina, 2019	28
Figura 7	Emisiones de CO ₂ por sector en algunos países seleccionados, América Latina, 2019.....	32
Figura 8	Demanda de hidrógeno por aplicación, América Latina, 2019-2030.....	35
Figura 9	Demanda de hidrógeno por país, América Latina, 2019-2030	36
Figura 10	Emisiones de CO ₂ evitadas y demanda de hidrógeno de bajas emisiones de carbono para la minería del cobre, América Latina, 2030	42

Figura 11	LCOH mediante electrólisis alimentada con energía híbrida solar fotovoltaica y eólica terrestre, América Latina, 2050	64
-----------	---	----

Lista de recuadros

Recuadro 1	¿Qué es el hidrógeno de bajas emisiones de carbono?.....	18
Recuadro 2	El hidrógeno en el transporte de mercancías: una oportunidad de colaboración regional.....	46
Recuadro 3	Utilización de bioenergía para producir hidrógeno	53
Recuadro 4	Desarrollo y potencial del CCUS en Trinidad y Tobago	57
Recuadro 5	Costos de producción de hidrógeno	59
Recuadro 6	Asignación de un precio al carbono en América Latina.....	69

Lista de tablas

Tabla 1	Definición de los casos de Referencia y Acelerado	35
Tabla 2	Ubicación de las principales instalaciones industriales y de refino, América Latina, 2019.....	37
Tabla 3	Proporción de FCEV en el parque automovilístico y las ventas en 2030 en los casos de Referencia y Acelerado	45
Tabla 4	Potencial del CCUS en países seleccionados de América Latina.....	56
Tabla 5	Participación de los países latinoamericanos en iniciativas internacionales seleccionadas sobre el hidrógeno.....	78
Tabla 6	Principales oportunidades para el despliegue de hidrógeno de bajas emisiones de carbono en América Latina de aquí a 2030	81
Tabla 7	Cartera de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones de carbono en América Latina.....	88

Resumen

El hidrógeno de bajas emisiones de carbono está cobrando un impulso creciente en América Latina, donde muchos países están elaborando estrategias de hidrógeno a largo plazo y existe una cartera de más de 25 proyectos, incluidos varios a escala de gigavatios para la exportación fuera de la región. En el presente informe analizamos tanto el potencial de la región para ejercer un papel importante en el panorama futuro del hidrógeno de bajas emisiones de carbono, como el cometido que el hidrógeno de bajas emisiones de carbono podría desempeñar en la transición hacia energías limpias de la propia América Latina. El despliegue del hidrógeno de bajas emisiones de carbono depende de muchas tecnologías que aún están en desarrollo, y será necesaria una reducción de costos considerable para que pueda disminuir las emisiones mundiales en aplicaciones que quizá no sean adecuadas para la electrificación directa. La próxima década será crucial para la promesa a largo plazo del hidrógeno de bajas emisiones de carbono en América Latina, y la región puede hacer mucho desde hoy para desarrollar y probar las tecnologías emergentes y preparar el terreno para su futuro despliegue a mayor escala. Concluimos el informe con seis recomendaciones para que los responsables de formulación de políticas públicas en América Latina aprovechen el potencial del hidrógeno de bajas emisiones de carbono en la región.

Agradecimientos

El presente informe ha sido elaborado por la división de Europa, Oriente Medio, África y América Latina (EMAL) de la Oficina de Relaciones Energéticas Mundiales de la Agencia Internacional de la Energía (AIE). Esta publicación ha sido elaborada con el respaldo del Programa de Transiciones hacia Energías Limpias (CETP, por sus siglas en inglés) de la AIE, en particular a través de la contribución del Reino Unido, que apoyó la labor de investigación preliminar realizada para este informe.

Mariano Berkenwald ha dirigido y coordinado la investigación y elaboración de este informe. Javier Jorquera Copier ha colaborado en la investigación y la redacción del mismo. Joerg Husar y José Miguel Bermúdez han prestado asesoramiento y orientación de carácter estratégico. Varios colegas en puestos directivos de la AIE, en particular Mary Burce Warlick, Directora Ejecutiva Adjunta, y Rebecca Gaghen, Jefa de la división EMAL, han aportado valiosos comentarios y opiniones.

Las importantes contribuciones de varios expertos de la AIE han enriquecido notablemente el informe. Los principales colaboradores han sido Praveen Bains (suministro de hidrógeno), Adam Baylin-Stern (captura, uso y almacenamiento de carbono), Simon Bennett (suministro de hidrógeno), Elizabeth Connelly (transporte), Chiara Delmastro (edificios), Carlos Fernández (minería), Enrique Gutiérrez (sector eléctrico), Peter Levi (industria), Luca Lo Re (fijación del precio del carbono), Hana Mandova (industria), Jeremy Moorhouse (bioenergía), Toru Muta (minería), Luiz Gustavo de Oliveira (bioenergía), Francesco Pavan (suministro de hidrógeno), Kristine Petrosyan (refino), Uwe Remme (suministro de hidrógeno), Matthew Robinson (datos y estadísticas), Hugo Salamanca (industria), Marta Silva (datos y estadísticas), Pouya Taghavi-Moharamli (emisiones de CO₂), Jacopo Tattini (transporte), Jacob Teter (transporte), Tiffany Vass (industria). Justin French-Brooks asumió la responsabilidad editorial.

Asimismo, queremos dar las gracias a la Oficina de Comunicación y Digital de la AIE por su ayuda en la elaboración del informe, en particular a Therese Walsh, Astrid Dumond, Tanya Dyhin y Clara Vallois. La versión en español del informe fue preparada por la División de Traducción de la OCDE. Ébio Vitor proporcionó una traducción interna del resumen ejecutivo al portugués brasileño.

El análisis del que parte este informe se ha nutrido también de la estrecha colaboración, las contribuciones y la revisión de las siguientes instituciones gubernamentales:

Argentina	Secretaría de Energía, Ministerio de Economía
Brasil	Ministerio de Minas y Energía
Brasil	Oficina de Investigación Energética (EPE)
Chile	Ministerio de Energía
Colombia	Ministerio de Minas y Energía
Costa Rica	Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE), Ministerio de Ambiente y Energía
México	Secretaría de Energía (Sener)
Panamá	Secretaría de Energía
Paraguay	Viceministerio de Minas y Energía, Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones
Trinidad y Tobago	Ministerio de Energía e Industrias Energéticas
Uruguay	Ministerio de Industria, Energía y Minería

Varios expertos no pertenecientes a la AIE han realizado contribuciones, comentado el trabajo analítico de fondo y sometido a revisión el informe. Sus comentarios, sugerencias y apoyo han sido de gran valor. Entre ellos se encuentran: Thiago Barral (EPE), Luiz Barroso (PSR), Emanuele Bianco (IRENA), Medardo Cadena (OLADE), Daniel Camac (H2Perú), Pierpaolo Cazzola (ITF), Rubén Contreras Lisperguer (CEPAL), Lorena Espinosa (GIZ), Michelle Hallack (Banco Interamericano de Desarrollo), Marco Jano (Centro Mario Molina), William Jensen (GIZ), Tim Karlsson (IPHE), Guillermo Koutoudjian (OLADE), Hans Kulenkampff (H2Chile/Hinicio), Rosilena Lindo (Secretaría de Energía, Panamá), Benjamín Maluenda Philippi (Ministerio de Energía, Chile), Cristina Martín (HDF), Cédric Philibert, Diego Rivera (APEREC), Carla Robledo (Ministerio de Asuntos Económicos y Política Climática, Países Bajos), Andrés Rodríguez Torres (Ecopetrol), Mauricio Roitman, Juan Bautista Sánchez Peñuela (Ministerio de Asuntos Exteriores, España), Santiago Suárez de la Fuente (University College London), Pablo Tello (GIZ), Joaquín Ubogui (H2AR/Y-TEC), Noe van Hulst (IPHE) y Rodrigo Vásquez (GIZ).

Resumen ejecutivo

Actualmente, América Latina¹ es una de las regiones líderes del mundo en cuanto al uso de energías renovables y puede ejercer un importante papel para impulsar el uso de hidrógeno de bajas emisiones de carbono, un elemento esencial para un futuro con cero emisiones netas a nivel mundial. En este contexto, el hidrógeno de bajas emisiones de carbono ha captado la atención de los responsables políticos de la región, especialmente debido al potencial de América Latina a largo plazo para producir grandes cantidades de hidrógeno de bajas emisiones de carbono en condiciones competitivas y exportarlas a otros mercados internacionales. Cuando se redactó este resumen, 11 países² de la región ya habían publicado o estaban preparando estrategias y hojas de ruta nacionales sobre el hidrógeno, y una cartera de más de 25 proyectos relacionados con el hidrógeno de bajas emisiones de carbono estaba en las primeras etapas de desarrollo.

El hidrógeno de bajas emisiones de carbono también puede ejercer un papel esencial en la transición hacia energías limpias de la propia América Latina, donde, en los últimos años, se han producido avances y muchos países no solo han anunciado nuevos y ambiciosos objetivos climáticos y energéticos, sino que también han empezado a emprender acciones para alcanzarlos. Durante la próxima década, las energías renovables variables, la eficiencia energética y la electrificación directa continuarán promoviendo la reducción de las emisiones en la región, utilizando para ello la tecnología existente. A partir de 2030, los esfuerzos por la descarbonización dependerán cada vez más de tecnologías que actualmente no están disponibles en el mercado. Aquí se incluyen, entre otras, las aplicaciones de hidrógeno de bajas emisiones de carbono que podrían sustituir a los combustibles fósiles allá donde la electrificación directa pueda presentar desafíos, así como favorecer la integración de energías renovables proporcionando almacenamiento de energía a largo plazo. La próxima década será crucial para el desarrollo, la demostración y el despliegue inicial de estas tecnologías emergentes antes de que se puedan desplegar a mayor escala de manera económica.

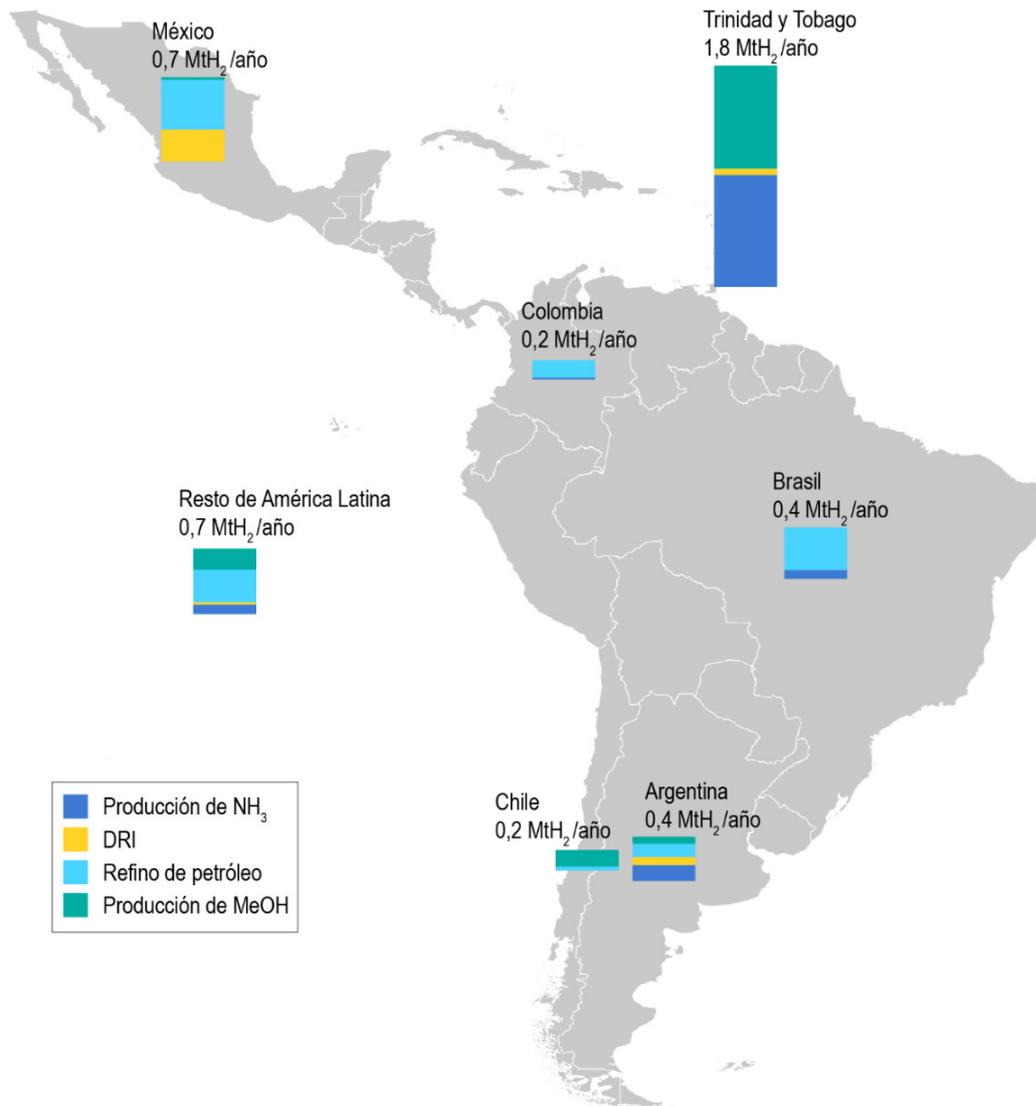
Aunque el uso del hidrógeno no emite dióxido de carbono (CO₂), los procesos de producción actuales son responsables de elevados volúmenes de emisiones en la región. En 2019, los sectores industrial y de refino de petróleo latinoamericanos necesitaron más de cuatro megatoneladas (Mt) de hidrógeno (aproximadamente un 5 % de la demanda mundial) para producir, principalmente, amoníaco, metanol, acero y productos de petróleo refinado. Por tanto, en 2019, para la producción de

¹ A efectos del presente informe, se incluye el Caribe en la región de América Latina.

² Chile (publicada), Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Costa Rica, El Salvador, Panamá, Paraguay, Trinidad y Tobago, y Uruguay (en proceso).

hidrógeno en la región se necesitó más gas natural que el suministro total de Chile y se emitió más CO₂ a la atmósfera que el que emiten todos los vehículos de carretera de Colombia. Casi el 90 % de la demanda de hidrógeno de la región en 2019 se concentró en las cinco principales economías³ y en Trinidad y Tobago, que, por sí solo, contabilizó más del 40 % de la demanda total de hidrógeno.

Figura 1 Demanda de hidrógeno en América Latina, 2019



AIE. Todos los derechos reservados.

Notas: Este mapa no conlleva perjuicio alguno respecto al estatus o la soberanía de cualquier territorio, a la delimitación de fronteras y límites internacionales, ni al nombre de cualquier territorio, ciudad o área.

Nota: NH₃ = amoníaco; MeOH = metanol; DRI = reducción directa de hierro.

Zonas administrativas (fronteras) basadas en: GADM, versión 1.0, <https://www.diva-gis.org/gdata>.

Fuentes: Estudio de la AIE basado en las estadísticas de la AIE, datos de la Asociación Internacional de Fertilizantes, Wood Mackenzie, el Anuario Estadístico del Acero de la Asociación Mundial del Acero, el Anuario del Instituto Petroquímico Argentino, ANP (Brasil) y el Sistema de Información Energética (México), entre otros.

³ Argentina, Brasil, Chile, Colombia y México.

En 2019, la producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono se reducía a tres proyectos piloto en Argentina, Chile y Costa Rica. Para alcanzar los objetivos energéticos y climáticos de la región, el hidrógeno de bajas emisiones de carbono tendrá que sustituir a la actual producción de hidrógeno intensiva en carbono y responder a la demanda adicional de nuevos usos de las próximas décadas. La producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono podría verse incrementada sustancialmente si se tiene en cuenta la actual cartera de proyectos, que incluye al menos cinco grandes proyectos a escala de gigavatios destinados a la producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono a partir de electricidad renovable, destinado principalmente a la exportación y no a cubrir la demanda interna. Para que todo ello repercuta en la transición hacia energías limpias de la propia América Latina, los sectores locales de uso final también deberían beneficiarse de las ventajas competitivas de la región en la producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono, puesto que les ayudaría a reducir las emisiones, encontrar nuevas oportunidades y generar empleo en un mundo con cero emisiones netas. La versatilidad del hidrógeno como vector energético permite que cada país adapte su estrategia de despliegue a su contexto y a sus prioridades a largo plazo, lo cual supone una oportunidad de aprovechar sus propias ventajas estratégicas, cadenas de valor industriales, capacidades tecnológicas e infraestructuras.

El hidrógeno bajo en carbono tiene el potencial a largo plazo para reducir emisiones y abrir nuevas oportunidades comerciales

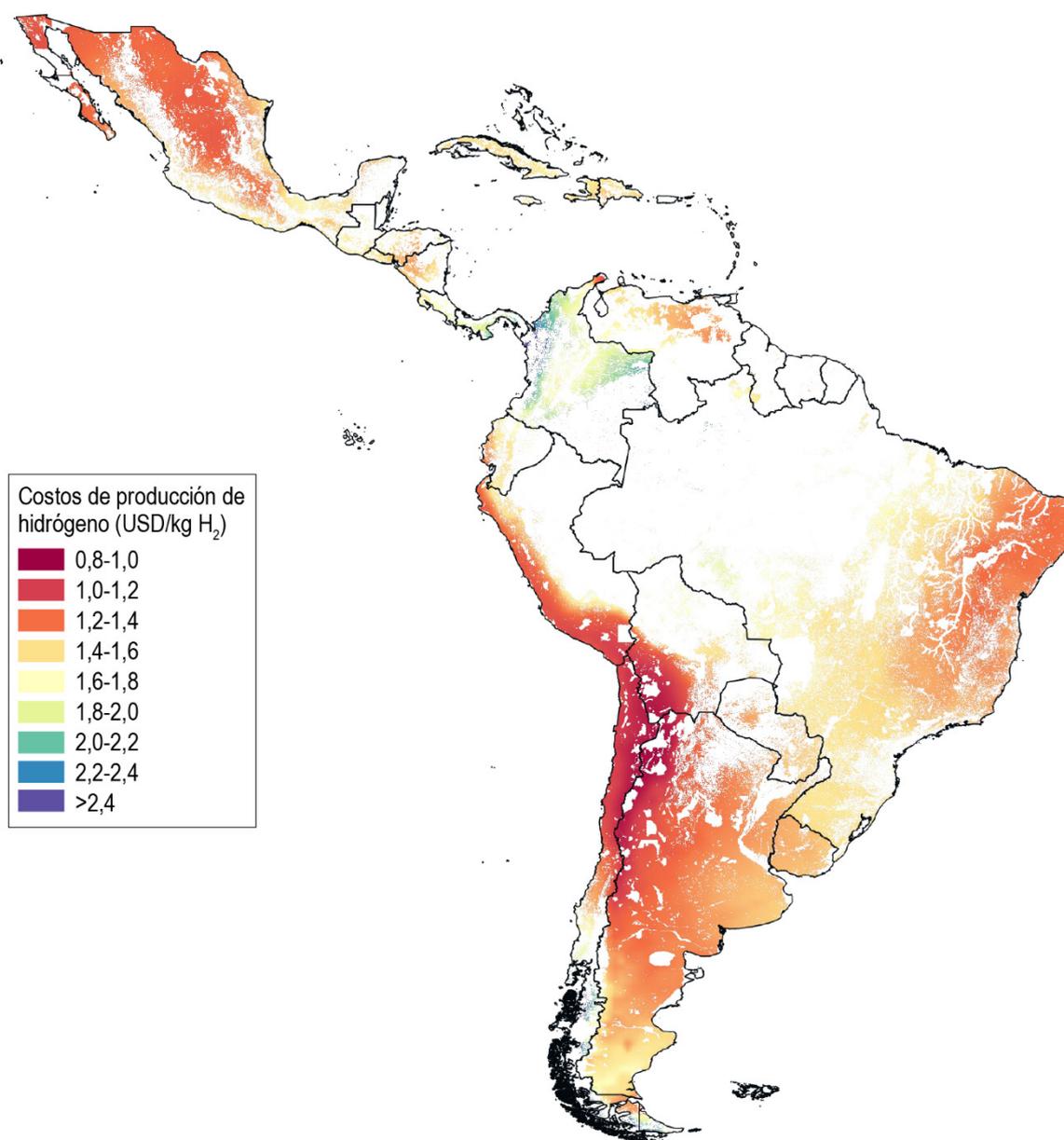
El hidrógeno de bajas emisiones de carbono puede ser uno de los impulsores de la próxima fase de transiciones hacia energías limpias de América Latina, ya que es un sustituto de los combustibles fósiles en usos finales no compatibles con la electrificación directa. Aquí se incluyen aplicaciones de hidrógeno de bajas emisiones de carbono en sectores industriales y de transporte con pocas alternativas tecnológicas para la descarbonización (p. ej., la fabricación de acero y el transporte marítimo de larga distancia), así como otras aplicaciones que pueden resultar complementarias y competir con otras tecnologías sostenibles (p. ej., el transporte por carretera).

Aunque determinados usos del hidrógeno de bajas emisiones de carbono pueden no resultar relevantes en todos los países, pueden ser esenciales para reducir las emisiones en algunos de ellos. Prácticamente todos los países de la región necesitarán descarbonizar el transporte para poder cumplir sus ambiciones energéticas y climáticas, y podrían encontrar oportunidades para desplegar

tecnologías a base de hidrógeno en este sector. Sin embargo, las oportunidades de la industria pesada se concentran en unos pocos países donde la actividad actual es la responsable de un elevado porcentaje de emisiones. En 2019, Brasil y México produjeron más del 80 % del acero de la región. Aproximadamente la mitad de las emisiones de Trinidad y Tobago proceden de la industria química, que produce y consume grandes volúmenes de hidrógeno procedente de combustibles fósiles sin medidas de mitigación. En Chile y en Perú, el uso de hidrógeno de bajas emisiones de carbono en el sector minero podría sustituir grandes volúmenes de diésel y reducir así significativamente las emisiones a largo plazo. Asimismo, los países de América Latina podrían encontrar oportunidades para aumentar sus capacidades industriales y tecnológicas actuales, sus cadenas de valor y su infraestructura como parte de su estrategia de despliegue del hidrógeno de bajas emisiones de carbono a largo plazo.

Algunos países de América Latina tienen potencial para producir más hidrógeno de bajas emisiones de carbono del que pueden consumir, gracias a sus abundantes y competitivos recursos de energías renovables. De aquí a 2030, Chile tiene la ambición de producir y exportar el hidrógeno más competitivo del mundo a partir de electricidad renovable, y en muchos países de América Latina se dan las condiciones necesarias para convertir a la región en uno de los líderes mundiales de la producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono. Los países productores de combustibles fósiles también podrían aprovechar la producción e infraestructuras actuales para producir hidrógeno de bajas emisiones de carbono, por ejemplo, capturando y almacenando las emisiones de carbono de las instalaciones de producción de hidrógeno existentes. En algunos países, como Brasil, la disponibilidad de carbono biogénico procedente de biocombustibles existentes e instalaciones de producción de bioelectricidad pueden contribuir a la producción y exportación de combustibles sintéticos, que también necesitan de carbono e hidrógeno.

Figura 2 Costo nivelado de la producción de hidrógeno a través de electrólisis alimentada por energía híbrida solar fotovoltaica y eólica terrestre, América Latina, 2050



AIE. Todos los derechos reservados.

Notas: Este mapa no conlleva perjuicio alguno respecto al estatus o la soberanía de cualquier territorio, a la delimitación de fronteras y límites internacionales, ni al nombre de cualquier territorio, ciudad o área.

Supuestos: CAPEX electrolizador = USD 232-341/kW (eólica terrestre y solar fotovoltaica); CAPEX solar fotovoltaica = USD 325/kW; CAPEX eólica terrestre = USD 1.200/kW; eficiencia electrolizador LHV = 74 %; OPEX electrolizador = 3 % del CAPEX; vida útil del sistema = 33 años; tasa de descuento = 6 %.

Zonas administrativas (fronteras) basadas en: GADM, versión 1.0, <https://www.diva-gis.org/gdata>.

Conjuntos de datos meteorológicos: Datos eólicos: Servicio de Cambio Climático Copernicus (2020), datos por hora de ERA5 en niveles simples desde 1970 hasta la actualidad, <https://doi.org/10.24381/cds.adbb2d47>, Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a Medio Plazo. Solar fotovoltaica: renewables.ninja, www.renewables.ninja.

Zonas de exclusión basadas en: ESA y UCL (2011), *GLOBCOVER 2009: Products description and validation*; USGS (1996), *Global 30 Arc-Second Elevation (GTOPO30)*; Global Lakes and Wetlands Database (GLWD): Lehner y Döll (2004), "Development and validation of a global database of lakes, reservoirs and wetlands", *Journal of Hydrology*, Vol. 296, números 1-4, 20 agosto 2004, pp. 1-22; FAO-UNESCO (2007), *The Digital Soil Map of the World*; WDPA (2020), diciembre 2020.

Para algunos países, esto puede suponer una oportunidad para exportar productos con bajas emisiones de carbono producidos con hidrógeno, como amoníaco o acero, que ya se comercializan a escala internacional y se podrían beneficiar de los mecanismos de ajuste del carbono que podrían establecerse en algunos mercados durante los próximos años. El aumento del comercio también puede beneficiar a los países que no reúnan las condiciones necesarias para exportar hidrógeno de bajas emisiones de carbono, como Panamá, que se encuentra en el cruce de rutas marítimas comerciales muy importantes y se proyecta como un núcleo de distribución de hidrógeno para la región.

Incentivar la instalación de cadenas de valor para producir equipamiento (p. ej., electrolizadores y pilas de combustible) no solo puede favorecer la reducción de los costos de producción, sino también generar empleo altamente cualificado y oportunidades económicas para la región, lo cual se podría perseguir como un objetivo de las políticas industriales.

Por último, el hidrógeno de bajas emisiones de carbono también puede repercutir en el aumento de la seguridad energética y en la continua integración de las energías renovables en los sistemas eléctricos. El hidrógeno producido a partir de electricidad renovable puede poner fin a las importaciones de gas natural en algunos países. Asimismo, puede favorecer el almacenamiento de electricidad estacional e interanual a partir de los excedentes de energías renovables en una región con altos porcentajes de energía hidroeléctrica y puede proporcionar un suministro estable a partir de energías renovables en sistemas aislados e islas.

Desplegar el hidrógeno bajo en carbono en América Latina será un desafío complejo

El despliegue a largo plazo de la producción y aplicaciones de hidrógeno de bajas emisiones de carbono supone un complejo desafío para América Latina, que tendrá que trabajar en múltiples frentes de manera simultánea y coordinada. Esto solo es posible con el compromiso a largo plazo de todas las partes interesadas, incluidos gobiernos, sector industrial, agencias de investigación e innovación, servicios financieros, sindicatos y sociedad civil.

En comparación con el reciente despliegue de energías renovables variables en la región, la producción y los usos del hidrógeno de bajas emisiones de carbono dependen de muchas tecnologías que aún no están completamente desarrolladas. Por ello, los responsables políticos tendrán que diseñar medidas en consecuencia que permitan apoyar estas tecnologías sostenibles cuando lleguen al mercado, además de políticas más amplias, como las del precio del

carbono, para proporcionar señales económicas a largo plazo. América Latina puede aprender de su propia experiencia en el desarrollo y despliegue de tecnologías de energías limpias, como los biocombustibles para el transporte de Brasil. El reciente despliegue de energías renovables variables en la región pudo contar con los mercados eléctricos y la infraestructura de apoyo existentes para llevar el producto hasta los consumidores. Por otro lado, la demanda de hidrógeno de bajas emisiones de carbono dependerá de la adopción simultánea y coordinada de tecnologías emergentes de uso final y de una infraestructura habilitadora, de modo que será semejante a la introducción del gas natural como combustible en la región.

Para implantar a mayor escala el hidrógeno de bajas emisiones de carbono y su uso serán necesarias inversiones que permitan habilitar las infraestructuras, incluidas nuevas líneas de transmisión (para que la electricidad con bajas emisiones de carbono llegue a los electrolizadores para los proyectos conectados a la red), infraestructuras de transporte y almacenamiento de hidrógeno y terminales portuarias. A fin de respaldar este despliegue, se necesitarán nuevas cadenas de valor, como la instalación de plantas productoras de electrolizadores en la región que generen empleo y oportunidades económicas. Para ello, será necesario prestar especial atención a la educación para desarrollar las habilidades y capacidades necesarias en este sector.

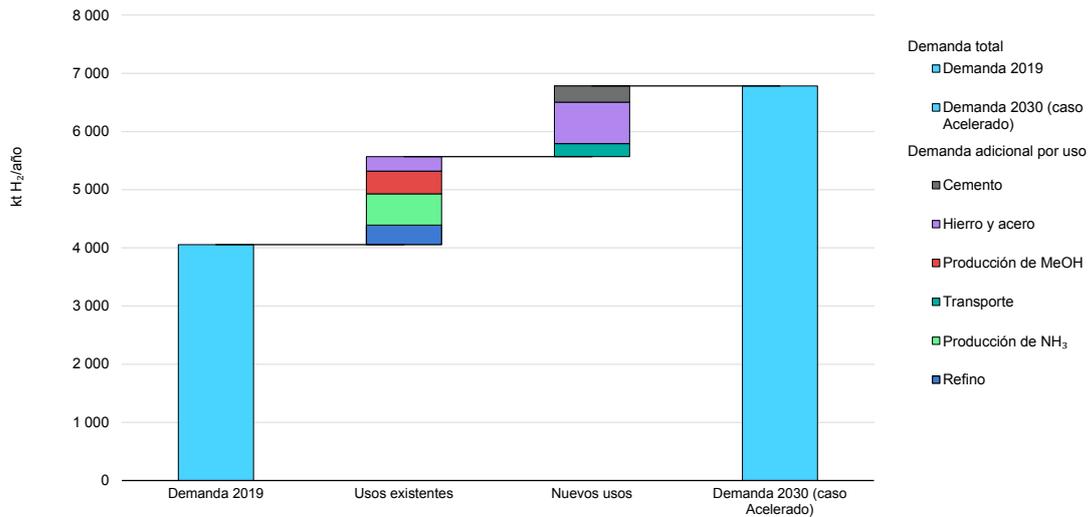
La próxima década será crucial para asegurar el potencial a largo plazo del hidrógeno bajo en carbono en América Latina

Actualmente, la región puede hacer mucho por asegurar su lugar en el panorama futuro del hidrógeno de bajas emisiones de carbono. Durante la próxima década, los esfuerzos iniciales deberán dirigirse a apoyar la I+D, los proyectos piloto y el despliegue inicial de tecnologías de producción y consumo de hidrógeno de bajas emisiones de carbono, así como a sentar las bases para su adopción a gran escala a largo plazo. En los países que se proyectan como futuros exportadores, tanto el establecimiento de programas de certificación y garantías de origen reconocidos internacionalmente como la coordinación de mecanismos con futuros socios comerciales permitirán que estos países vislumbren las oportunidades comerciales emergentes para el hidrógeno de bajas emisiones de carbono y sus productos derivados.

Sin embargo, los usos existentes del hidrógeno seguirán dominando la demanda en América Latina hasta el 2030, año en el que los nuevos usos en la industria y el transporte aún supondrán menos del 20 % de la demanda potencial total de

hidrógeno. Estos usos existentes pueden integrar los crecientes porcentajes de hidrógeno de bajas emisiones de carbono, sustituyendo de este modo a las alternativas intensivas en emisiones y favoreciendo la producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono a corto plazo, sin necesidad de una inversión adicional en infraestructura de uso final.

Figura 3 Cambios en la demanda de hidrógeno por sector, caso Acelerado, América Latina, 2019-2030



AIE. Todos los derechos reservados.

Nota: El caso Acelerado recoge una visión optimista del despliegue de las tecnologías de uso final del hidrógeno para 2030, partiendo de la base de que, para entonces, entrarán en vigor políticas energéticas y climáticas más ambiciosas, y el progreso técnico-económico y las infraestructuras necesarios para las aplicaciones analizadas serán una realidad.

Fuentes: Estudio de la AIE basado en las estadísticas de la AIE, estudios por países y datos de la Asociación Internacional de Fertilizantes, Wood Mackenzie, el Anuario Estadístico del Acero de la Asociación Mundial del Acero, el Anuario del Instituto Petroquímico Argentino, ANP (Brasil) y el Sistema de Información Energética (México), entre otros.

El desarrollo de normas de seguridad y tecnológicas es un requisito previo para usar el hidrógeno en nuevas aplicaciones, especialmente cuando estas son cercanas al consumidor, como los vehículos de pila de combustible o el uso de hidrógeno en edificios. Determinadas tecnologías de hidrógeno de bajas emisiones de carbono, como los vehículos de pila de combustible, también se enfrentarán al dilema de «el huevo o la gallina» desde el principio, ya que su adopción depende de que las infraestructuras de apoyo necesarias estén listas a tiempo. Los programas de certificación y garantía de origen también deberán ser una prioridad inicial, ya que se necesitan varios años para que estén completamente desarrollados e implementados. Estos programas pueden fomentar la demanda local de hidrógeno de bajas emisiones de carbono y, a largo plazo, generar oportunidades de comercio internacional en la región (suponiendo que estos programas cuenten con el reconocimiento de los socios comerciales).

En la próxima década, la modernización de las instalaciones de producción de hidrógeno existentes con captura y almacenamiento de carbono podrá ser la vía de producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono más competitiva en muchos lugares, especialmente en aquellos que necesitan grandes volúmenes de hidrógeno y un suministro estable, como las plantas de amoníaco y las grandes refinerías de petróleo. No obstante, esencialmente, esto depende de la disponibilidad de puntos de almacenamiento permanente de CO₂ y de infraestructuras. Muchos países también encontrarán oportunidades para empezar a producir hidrógeno a partir de agua y de electricidad con bajas emisiones de carbono, una vía tecnológica que casi con toda certeza se convertirá en la opción con bajas emisiones de carbono más competitiva de la región a mediano y largo plazo a medida que la generación de energías renovables y los electrolizadores vayan siendo más asequibles.

Se necesitarán recursos públicos para I+D y proyectos de demostración, así como para apoyar la adopción temprana de tecnologías de hidrógeno emergentes, ya que estas tecnologías con bajas emisiones de carbono serán, en la mayoría de los casos, más caras que las alternativas con altas emisiones de carbono. A medida que la tecnología se desarrolle y sea más rentable, se podrán eliminar gradualmente las medidas de apoyo económico y sustituirlas por medidas de carácter regulador.

Recomendaciones para los responsables políticos

Dada la complejidad del desafío, los responsables políticos deberán poner en práctica una combinación adaptada y cuidadosamente programada de políticas y medidas de carácter regulatorio orientada por prioridades estratégicas a fin de aprovechar los beneficios del hidrógeno de bajas emisiones de carbono. Cada país tiene ante sí un conjunto de oportunidades y desafíos propios con respecto a la demanda y el suministro de hidrógeno existentes, las potenciales vías de producción de bajas emisiones de carbono y sectores de demanda, las cadenas de valor industriales existentes, la infraestructura y los ecosistemas de los actores del mercado, y las capacidades tecnológicas y los servicios financieros, por nombrar solo algunos aspectos esenciales. Por tanto, la planificación estratégica debe partir de un minucioso análisis del escenario de referencia y de una visión clara del cometido del hidrógeno en la transición nacional hacia las energías limpias, así como de la posición del país en el futuro panorama mundial del hidrógeno. A partir de estos estudios, la publicación de hojas de ruta ayuda a generar avances en el sector público, en las inversiones privadas y en los círculos académicos para aunar fuerzas ante el objetivo de hacer realidad la promesa del hidrógeno.

Junto con los esfuerzos de planificación nacionales, en el ámbito regional se dan oportunidades adicionales que se deberían tener en cuenta a la hora de determinar los ámbitos de acción nacional. Durante las fases iniciales de I+D, proyectos piloto y despliegue, la colaboración regional puede acelerar el aprendizaje y aprovechar las sinergias, lo que permite reducir el tiempo de comercialización y garantizar la adaptación de las tecnologías a los requisitos regionales. El despliegue del hidrógeno a gran escala tiene potencial para crear un nuevo sector industrial de producción de equipos de alta tecnología. Las cadenas de suministro regionales de fabricación de equipos (como electrolizadores y pilas de combustible) podrían generar oportunidades y empleo no solo en las principales economías, lo que pone de relieve la importancia de contar con normas armonizadas y programas de certificación que faciliten la cooperación y el comercio internacional. El diálogo internacional y la coordinación serán importantes para promover las conexiones necesarias entre las diferentes partes interesadas y actores del mercado, así como para posicionar a la región en el futuro panorama del hidrógeno de bajas emisiones de carbono. Teniendo en cuenta sus ambiciones globales, la región debería participar activamente en las iniciativas que puedan esbozar el futuro de los mercados de hidrógeno de bajas emisiones de carbono, como la [Clean Energy Ministerial Hydrogen Initiative](#), la [International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy](#), la Mission Innovation [Clean Hydrogen Mission](#) y el [IEA Hydrogen Technology Collaboration Programme](#).

El hidrógeno de bajas emisiones de carbono puede suponer una gran oportunidad para América Latina en un mundo con cero emisiones netas. El presente informe recoge seis recomendaciones para los responsables políticos de América Latina, que desde hoy pueden emprender las acciones necesarias para garantizar estas oportunidades a largo plazo:

- Definir una visión a largo plazo para el hidrógeno en el sistema energético.
- Identificar oportunidades a corto plazo y respaldar el despliegue inicial de tecnologías clave.
- Dar apoyo a los primeros programas de financiación y reducir el riesgo de inversión.
- Centrarse en I+D y en la formación para aprovechar beneficios adicionales a la reducción de emisiones.
- Utilizar programas de certificación para incentivar la producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono y generar oportunidades de mercado.
- Cooperar a escala regional e internacional para posicionar a América Latina en el panorama mundial del hidrógeno.

Introducción

Argumentos claros a favor del hidrógeno en el futuro energético de América Latina

América Latina es una de las regiones del mundo donde mayor es el peso de las energías renovables en la generación de electricidad. La energía hidroeléctrica es la principal tecnología de bajas emisiones de carbono y en 2019 representó más del 40% de la producción total de electricidad de América Latina. En la última década, la generación de energías renovables ha aumentado debido al despliegue a gran escala de energías renovables variables en toda la región. En particular, la energía eólica terrestre y la energía solar fotovoltaica (FV) han experimentado un rápido crecimiento; la potencia instalada se [multiplicó por más de cincuenta](#) entre 2008 y 2019, beneficiándose de los abundantes recursos renovables de alta calidad de la región. En las próximas décadas, las energías renovables y la electrificación directa seguirán promoviendo la reducción de emisiones en América Latina, pero podría ser necesario recurrir al hidrógeno y a otras tecnologías para descarbonizar aplicaciones de la energía más allá de la electrificación.

Aunque el consumo de hidrógeno no conlleva emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en la fase de uso final, las vías de producción actuales de hidrógeno a partir de gas natural sin medidas de mitigación (la más extendida a nivel mundial y en América Latina) emiten entre 8 y 10 toneladas de CO₂ por tonelada de hidrógeno, a lo que hay que sumar las potenciales emisiones fugitivas de metano a lo largo de la cadena de suministro. El paso a vías de producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono puede reducir las emisiones de la fase de producción, que actualmente origina un gran volumen de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En el futuro, las tecnologías emergentes podrían propiciar nuevos usos del hidrógeno en aplicaciones no compatibles con la electrificación directa, como la producción de acero, productos químicos y cemento, o ciertas modalidades de transporte de larga distancia. El hidrógeno también puede facilitar una mayor integración de las energías renovables en las redes eléctricas, al proporcionar importantes cargas eléctricas flexibles, almacenamiento de larga duración y generación de electricidad flexible. Para que estas nuevas tecnologías permitan efectivamente reducir las emisiones, el hidrógeno utilizado debe ser de bajas emisiones de carbono.

Recuadro 1 ¿Qué es el hidrógeno de bajas emisiones de carbono?

La mayor parte del hidrógeno consumido en América Latina se produce mediante procesos intensivos en carbono, como es el caso del reformado de gas natural.

Existen dos vías principales para producir hidrógeno de bajas emisiones de carbono: impedir el escape de las emisiones generadas en la producción de hidrógeno con combustibles fósiles (a través, por ejemplo, de la captura y el almacenamiento de carbono); y descomponer el agua por electrólisis utilizando electricidad con bajas emisiones de carbono, como la procedente de energías renovables o de la energía nuclear. América Latina podría tener interesantes oportunidades para explorar en ambas vías, aprovechando su producción y sus reservas de combustibles fósiles existentes, así como los abundantes recursos renovables de que dispone.

La combinación de tecnologías convencionales con técnicas de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés) es actualmente la principal vía para producir hidrógeno de bajas emisiones de carbono a nivel mundial, y es probable que siga siéndolo a corto y mediano plazo, ya que sus costes de producción son más bajos que los de otras tecnologías con bajas emisiones de carbono. En función de cuáles sean las características del proceso y las tecnologías utilizadas, se estima que se podría retener más del 90% de las emisiones de CO₂ asociadas a la producción de hidrógeno, aunque estas tasas de captura están aún por demostrarse a escala industrial. La capacidad de desplegar tecnologías CCUS depende en gran medida de la disponibilidad, la idoneidad y el costo de la infraestructura de transporte y almacenamiento de CO₂. Las grandes instalaciones industriales o las centrales situadas en las inmediaciones de otras actividades que emiten carbono y que necesitan ser descarbonizadas, podrían beneficiarse de unos índices de utilización de las infraestructuras más elevados que implicarían una reducción de los costos. El uso del CO₂ capturado en productos no reduce necesariamente las emisiones, y es necesario evaluar cuidadosamente el ciclo de vida para garantizar que se obtienen beneficios climáticos.

Los electrolizadores producen hidrógeno a partir de electricidad y agua. Para que el hidrógeno obtenido por electrólisis del agua sea bajo en emisiones de carbono debe utilizarse en este proceso electricidad con bajas emisiones de carbono, como la procedente de energías renovables variables, la hidroeléctrica y la nuclear, o una combinación de las mismas. Aunque los electrolizadores constituyen una tecnología bien conocida y utilizada desde hace mucho tiempo en diversos sectores industriales, es probable que su despliegue a mayor escala para cumplir objetivos energéticos y climáticos requiera una reducción de costos y un aumento de la eficiencia. Este despliegue a gran escala también necesitaría una inversión significativa en generación nueva y asequible de bajas emisiones de

carbón para alimentar los electrolizadores (además de la capacidad adicional necesaria para seguir descarbonizando la generación de electricidad en muchos países).

Como ocurre con todas las nuevas tecnologías, las normas de seguridad son una condición previa esencial para aumentar el papel desempeñado por el hidrógeno en los sistemas energéticos, especialmente en el caso de las aplicaciones más cercanas a los consumidores, como los vehículos de carretera, para evitar accidentes y fomentar la aceptación social.

Para garantizar que la producción de hidrógeno sea de bajas emisiones de carbono, será necesario prestar especial atención a los procesos de certificación desde un principio. Esto es esencial para asegurar que su uso conlleve menores emisiones, ya que en la mayoría de los países el hidrógeno producido únicamente con electricidad de la red sería más intensivo en emisiones que el hidrógeno obtenido a partir de gas natural sin utilizar técnicas CCUS (a menos que la producción sólo se realice en periodos en los que la generación procedente de combustibles fósiles sea nula o muy baja). Además, la certificación contribuiría a hacer del hidrógeno de bajas emisiones de carbono una opción atractiva para aquellos consumidores y empresas que quieran reducir su huella de carbono, por ejemplo, a través de iniciativas guiadas por criterios ambientales, sociales y de gobierno corporativo (ASG) en el sector privado. Desde el principio, los mecanismos de certificación deben estar armonizados internacionalmente y ser comparables entre los distintos vectores energéticos, como la electricidad de origen renovable, el gas natural y el biometano.

La compatibilidad internacional permitirá a América Latina acceder a futuros mercados de exportación de productos de primera calidad, como acero, amoníaco y fertilizantes con bajas emisiones de carbono, además de brindar la oportunidad de exportar hidrógeno de bajo contenido en carbono a otras partes del mundo. A más largo plazo, también podrían aprovecharse los abundantes recursos de biomasa de los sectores agroindustrial y bioenergético de la región para producir combustibles sintéticos utilizando carbono biogénico, en combinación con hidrógeno de bajas emisiones de carbono.

Las cinco principales economías latinoamericanas (Argentina, Brasil, Chile, Colombia y México) ya producen grandes volúmenes de hidrógeno a partir de combustibles fósiles sin dispositivos de mitigación para su uso en las industrias química y siderúrgica, y en refinerías de petróleo. Estos países también albergan los sectores industriales más grandes y diversificados de la región, así como las infraestructuras de gas natural más desarrolladas y, en algunos casos, importantes recursos de combustibles fósiles. Esto proporciona a estos cinco

países la oportunidad de explorar una gama más amplia de opciones para el hidrógeno de bajas emisiones de carbono, tanto en los usos finales actuales como en otros nuevos, aprovechando las capacidades industriales y las cadenas de valor existentes. Además, en estos cinco países -con una superficie total tres veces superior a la de la Unión Europea- hay recursos eólicos y solares de alta calidad, que podrían permitirles producir grandes cantidades de electricidad renovable en condiciones competitivas en el futuro y, potencialmente, volúmenes exportables de hidrógeno de bajas emisiones de carbono.

En la actualidad, Costa Rica, Paraguay y Uruguay producen prácticamente toda su electricidad con energías renovables. En Costa Rica y Uruguay, esto es el resultado de un esfuerzo político sostenido para sustituir los combustibles fósiles importados por energías renovables, lo que ha permitido reducir las emisiones y, simultáneamente, mejorar la seguridad energética. En Paraguay, la generación hidroeléctrica supera ampliamente la demanda local, y el excedente se exporta a Brasil. En estos países, los próximos pasos en la senda de la descarbonización implicarán paliar las emisiones en sectores distintos del eléctrico. En el sector del transporte, que fue responsable de casi el 80% de las emisiones de CO₂ procedentes de la combustión de carburantes en estos países en 2018, hay aplicaciones en las que el hidrógeno podría ser relevante a largo plazo, junto con otras tecnologías de movilidad sostenible.

Además de ser un importante exportador de gas natural licuado (GNL), Trinidad y Tobago es actualmente el mayor productor de hidrógeno de América Latina, con más del 40% del volumen total de la región. La abundancia de gas natural ha permitido la producción y exportación de grandes cantidades de amoníaco y metanol, dos productos químicos básicos que utilizan el hidrógeno como materia prima. La producción de hidrógeno a partir de gas natural sin medidas de mitigación es responsable de una gran parte de las emisiones totales de CO₂ en Trinidad y Tobago, que es uno de los mayores emisores del mundo por habitante. Las tecnologías de hidrógeno de bajas emisiones de carbono podrían ayudar a reducir las emisiones utilizando la infraestructura existente y, en el futuro, a abrir nuevos mercados de exportación para el hidrógeno de bajas emisiones de carbono y productos derivados de este.

Por último, hay argumentos a favor del hidrógeno incluso en ausencia de un consumo o una producción importantes, concretamente en logística y en las cadenas de suministro. La ubicación estratégica de Panamá, en el cruce de rutas marítimas muy importantes, convierte al país en un enclave neurálgico para el transporte marítimo mundial y el comercio regional. En la actualidad, la

producción y el consumo de hidrógeno en Panamá son muy limitados, y el país no cuenta con los grandes recursos renovables de algunos de sus vecinos más grandes. En 2021, el gobierno panameño presentó su visión de convertir al país en un centro de logística y distribución de hidrógeno de bajas emisiones de carbono, centrándose inicialmente en el sector marítimo, que podría pasar a ser comprador de combustibles a base de hidrógeno en el futuro.

El impulso del hidrógeno crece en América Latina

Tomar acción en la próxima década será clave para las perspectivas a largo plazo del hidrógeno en América Latina. Los gobiernos desempeñarán una función importante a la hora de definir una visión a largo plazo para el hidrógeno en sus sectores energéticos y de orientar su desarrollo hacia las aplicaciones que consideren más estratégicas. A medida que la tecnología se desarrolle, los proyectos piloto permitirán a la región identificar y familiarizarse con las tecnologías del hidrógeno, y tomar así decisiones con conocimiento de causa cuando estas tecnologías estén disponibles en el mercado.

Además, los debates sobre la introducción de mecanismos de ajuste en frontera por emisiones de carbono en algunas regiones y las expectativas de una mayor demanda de bienes con bajas emisiones de carbono, incluidos el hidrógeno y sus derivados, podrían brindar a la región oportunidades para aprovechar su potencial de producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono, así como nuevas posibilidades comerciales.

El hidrógeno no es un tema nuevo en el panorama energético de la región. En 2002, Brasil creó el primer programa de [Sistemas de Pilas de Combustible](#) del país (PROCaC) para desarrollar tecnologías de pilas de combustible a nivel nacional. Argentina aprobó en 2006 su [Ley de Promoción del Hidrógeno](#), en la que se declara la producción de hidrógeno, su uso energético y la promoción de I+D como actividades de interés nacional. El país también albergó la [primera planta experimental](#) de la región en la ciudad de Pico Truncado en 2005, a la que siguió el primer proyecto piloto, Hychico, que produce hidrógeno electrolítico a partir de electricidad renovable desde 2008. En 2011, Ad Astra Rocket puso en marcha un segundo proyecto piloto en Costa Rica para producir hidrógeno utilizando electricidad renovable para alimentar los primeros vehículos de pila de combustible de hidrógeno de la región. Algunos países ya han publicado sus propias normas de seguridad para el hidrógeno, como Argentina y Brasil, que

participan en el comité técnico de la Organización Internacional de Normalización (ISO, por sus siglas en inglés) sobre tecnologías del hidrógeno (ISO TC 197).⁴

Desde 2018, los avances tecnológicos y el anuncio de ambiciosas políticas en todo el mundo han vuelto a situar al hidrógeno en el centro del debate energético mundial, gracias a su potencial para reducir las emisiones en sectores donde esta tarea es difícil y a la oportunidad que abre para el comercio internacional. Como muchas de estas aplicaciones no están tecnológicamente maduras, la inversión en I+D en curso es esencial para sacar el máximo provecho del potencial del hidrógeno en aplicaciones clave. En los últimos años, muchos países de todo el mundo han publicado documentos estratégicos de alto nivel sobre el hidrógeno, que ofrecen una visión a largo plazo del lugar que ocupará el hidrógeno en sus sectores energéticos. Estos documentos son fundamentales para preparar el terreno de cara al despliegue a gran escala de tecnologías del hidrógeno a largo plazo (a partir de 2030), cuando podrían estar disponibles en el mercado tecnologías críticas para incrementar el uso del hidrógeno como vector energético.

Este renovado interés por el hidrógeno se ha desarrollado en un momento en que América Latina está elevando sus ambiciones en materia de energía limpia. En 2019, Costa Rica se convirtió en el primer país de la región en anunciar un objetivo de cero emisiones netas para 2050, y le siguió Chile en 2020 con el anuncio de su meta de conseguir la neutralidad en emisiones de carbono también en 2050. El Plan de [Carbono Neutralidad en el Sector Energético de Chile](#) prevé que el hidrógeno sea responsable de una reducción del 21% de las emisiones del sector energético de aquí a 2050. A finales de 2020 y principios de 2021 varios países de la región actualizaron sus contribuciones determinadas a nivel nacional para 2030 y se comprometieron públicamente a alcanzar la neutralidad en emisiones de carbono para el año 2050 (Argentina, Brasil, Colombia y Panamá). Varias iniciativas regionales se han sumado a esta dinámica, como la alianza Energía Renovable en América Latina y el Caribe (RELAC), a través de la cual los 11 países participantes colaboran para lograr el objetivo de que el 70% de la capacidad instalada a nivel regional provenga de fuentes renovables en 2030.

En 2018, Costa Rica publicó un plan de acción interinstitucional para promover el uso del hidrógeno como combustible para el transporte. En noviembre de 2020, Chile se convirtió en el primer país latinoamericano en adoptar una estrategia integral de hidrógeno, que lo coloca en una clara posición de cabeza en la región. Poco después se anunciaron dos grandes proyectos de hidrógeno de bajas

⁴ [ISO-IRAM 15916](#) (Argentina) y [ABNT IEC/TS 62282-1:2018](#) (Brasil).

emisiones de carbono en el país, inicialmente destinados a sustituir al amoníaco importado para aplicaciones en el sector minero (HyEx) y a producir combustible sintético a partir de metanol (Haru Oni). Ambos proyectos tienen una fase piloto inicial que ampliará su escala en una segunda fase para dirigirse a los mercados de exportación fuera de la región.

La publicación de la estrategia chilena sobre el hidrógeno en noviembre de 2020 marcó una intensificación de los debates de política pública en la región. En febrero de 2021, el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) de Brasil [estableció el hidrógeno como ámbito prioritario](#) en la asignación de recursos para I+D. La Oficina de Investigación de Energía (EPE) de Brasil publicó entonces un [primer documento técnico](#), que sentaba las bases para una estrategia nacional del hidrógeno, y el CNPE encargó al Ministerio de Minas y Energía, en colaboración con otras entidades, la [elaboración de directrices para un Programa Nacional del Hidrógeno](#), las que [fueron presentadas en agosto de 2021](#). En Argentina se creó un [grupo interministerial](#) en 2021 para desarrollar una hoja de ruta del hidrógeno y actualizar la ley de promoción del hidrógeno vigente. El Ministerio de Minas y Energía de Colombia presentó su [hoja de ruta nacional](#) para consulta pública en agosto de 2021. Los gobiernos de Bolivia, Costa Rica, El Salvador, Panamá, Paraguay, Trinidad y Tobago y Uruguay también están elaborando hojas de ruta y documentos estratégicos sobre el hidrógeno.

Las estrategias nacionales son fundamentales para establecer una visión a largo plazo del hidrógeno en el sector energético de un país, así como para identificar el potencial y los retos tecnológicos y políticos. La cooperación regional en materia de hidrógeno, centrada en el potencial y los retos compartidos, también podría contribuir a establecer cadenas de suministro internacionales en diferentes partes de la economía del hidrógeno y dar mayor voz a América Latina en el debate mundial sobre el hidrógeno.

Estado actual de la producción y el uso de hidrógeno en América Latina

Demanda regional de hidrógeno

En los países latinoamericanos se observan diversos niveles de desarrollo industrial y una concentración de la actividad en las cinco principales economías de la región (Argentina, Brasil, Chile, Colombia y México), en Trinidad y Tobago y en Venezuela. En 2019, la demanda total de hidrógeno de la región se situó en 4,1 Mt de hidrógeno (H₂), alrededor del 5% del total a nivel mundial (que ascendió

a casi [90 Mt de H₂ en 2020](#)). Estas cantidades totales excluyen los volúmenes adicionales de hidrógeno presentes en gases residuales de procesos industriales utilizados para la generación de calor y electricidad. Los gases residuales no se consideran demanda de hidrógeno, ya que su uso no está vinculado a ninguna necesidad de hidrógeno, sino a la presencia inherente de hidrógeno en estos flujos.

El hidrógeno puede utilizarse como gas puro en aplicaciones que sólo toleran niveles bajos de otros gases o contaminantes. También puede usarse como parte de una mezcla gaseosa con gases que contienen carbono como combustible o materia prima en procesos industriales (en este informe nos referimos a él como "hidrógeno mixto").

En el caso de la producción cautiva o dedicada, la producción y el consumo están integrados en el mismo proceso, y esta es la vía de suministro más común en América Latina y se complementa con pequeños volúmenes de producción para venta al mercado. Como el hidrógeno no es objeto de comercio transfronterizo, la demanda es igual a la oferta en todos los países. La demanda latinoamericana de hidrógeno puro ascendió a 2,5 Mt de H₂/año en 2019, es decir, el 61% de la demanda total de hidrógeno. Las principales fuentes de demanda de hidrógeno puro son la producción de amoníaco (1,2 Mt de H₂/año) y el refinado de petróleo (1,3 Mt de H₂/año). No se incluyen en estas cifras la demanda de menor importancia de otros sectores (como electrónica, procesamiento de alimentos y fabricación de vidrio) y los nuevos usos (como el transporte y la generación de electricidad).

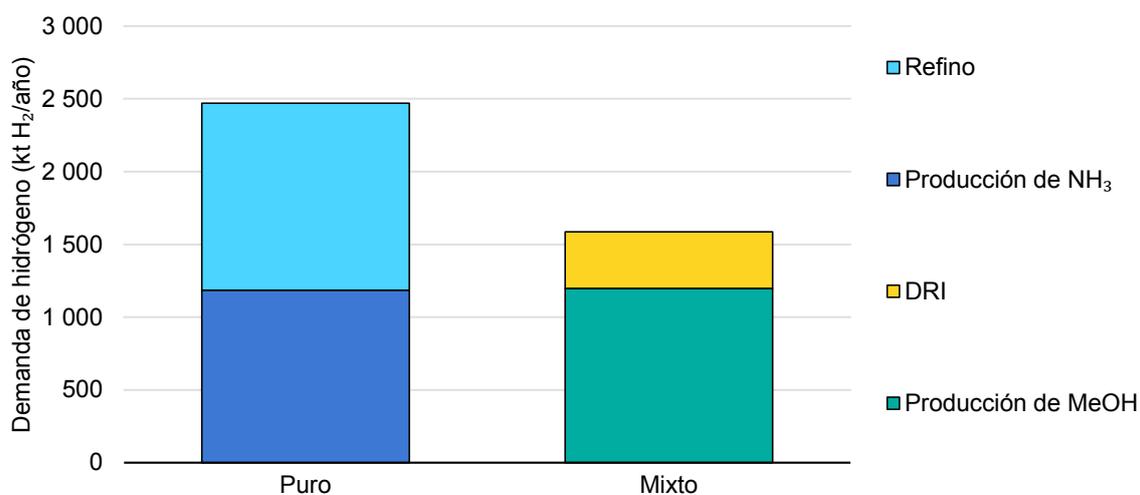
Casi una cuarta parte del amoníaco producido en la región se utiliza para fabricar urea, que es un fertilizante. En 2019, la región produjo al menos 2,5 Mt de urea e importó más de 9 Mt. Las tres cuartas partes restantes de la producción de amoníaco se exportaron a compradores de fuera de la región o se utilizaron para producir pequeños volúmenes de otros fertilizantes nitrogenados y explosivos. En 2019, la producción de amoníaco y urea en Brasil y México quedó muy por debajo de la capacidad instalada debido a la competencia de productores externos, los altos precios del gas (en Brasil) y las dificultades para asegurar el suministro de gas (en México).

En las refinerías de petróleo, el hidrógeno se emplea principalmente para mejorar los crudos pesados y en la desulfuración, y las necesidades de hidrógeno varían en función del contenido de azufre de las mezclas de crudo procesadas y de las especificaciones de cada país relativas al contenido de azufre de los productos refinados. Los datos de la AIE sugieren que las refinerías de México, Colombia y

Ecuador suelen procesar crudo con más contenido en azufre que las de Argentina o Brasil, lo que conlleva mayores necesidades de hidrógeno por barril de crudo refinado.

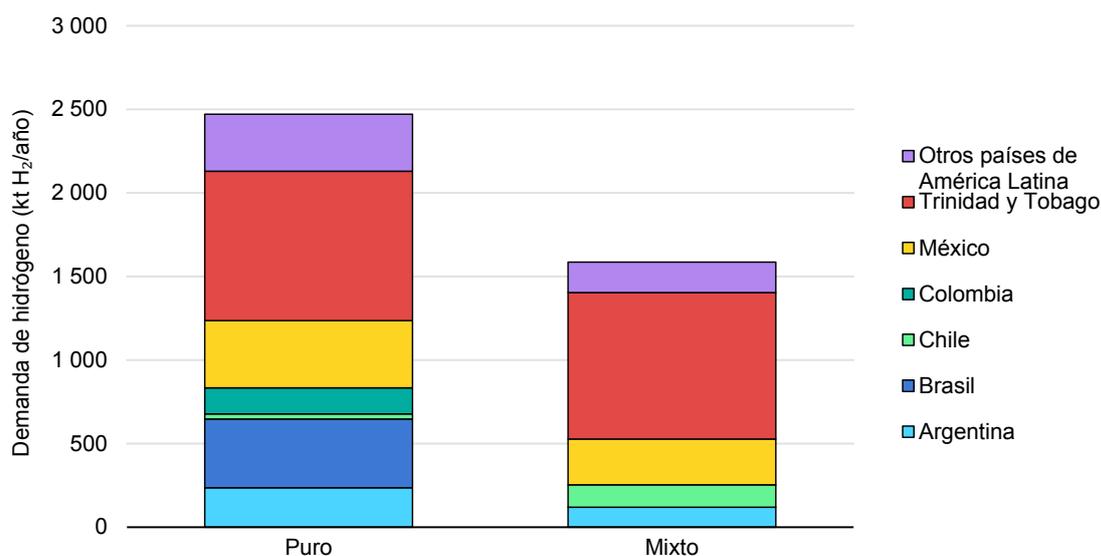
La demanda regional de hidrógeno mixto (con gases que contienen carbono) se situó en 1,6 Mt de H₂/año. Esta demanda procede de aplicaciones como la producción de metanol (1,2 Mt de H₂/año) y la producción de acero a partir de hierro sometido a reducción directa (0,4 Mt de H₂/año).

Figura 4 Demanda de hidrógeno por aplicación, América Latina, 2019



Notas: MeOH = metanol; NH₃ = amoníaco.

Fuentes: Estudio de la AIE basado en las estadísticas de la AIE, datos de la Asociación Internacional de Fertilizantes, Wood Mackenzie, el Anuario Estadístico del Acero de la Asociación Mundial del Acero, el Anuario del Instituto Petroquímico Argentino, ANP (Brasil) y el Sistema de Información Energética (México), entre otros.

Figura 5 Demanda de hidrógeno por país, América Latina, 2019

AIE. Todos los derechos reservados.

Fuentes: Estudio de la AIE basado en las estadísticas de la AIE, datos de la Asociación Internacional de Fertilizantes, Wood Mackenzie, el Anuario Estadístico del Acero de la Asociación Mundial del Acero, el Anuario del Instituto Petroquímico Argentino, ANP (Brasil) y el Sistema de Información Energética (México), entre otros.

Alrededor del 87% de la demanda de hidrógeno de la región provino de seis países (Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México y Trinidad y Tobago) en 2019.

Trinidad y Tobago, por sí solo, representa en torno al 44% de la demanda regional de hidrógeno, con una producción total de 1,8 Mt de H₂ en 2019, de la que el 50% es hidrógeno puro. La industria química es responsable del 97% de la demanda nacional de hidrógeno, y el país produce amoníaco, metanol y urea en grandes cantidades para la exportación, así como pequeños volúmenes para la producción de DRI.

En México se produjeron alrededor de 700 kt de hidrógeno en 2019. Las refinerías de petróleo encabezan el consumo de hidrógeno, con una cuota próxima al 60% de la demanda total. La industria siderúrgica, en la que se utiliza gas sintético rico en hidrógeno para la reducción directa de hierro, es el segundo sector consumidor del país. Ante las dificultades para asegurar un suministro de gas suficiente en algunas partes del país, la producción de amoníaco cayó casi un 70% entre 2017 y 2018 y [se detuvo por completo en 2019](#), reanudándose en 2020 en el complejo petroquímico de Cosoleacaque.

La demanda de hidrógeno de Brasil se situó en unas 400 kt en 2019. Prácticamente toda esta demanda fue de hidrógeno puro, y el refino de petróleo

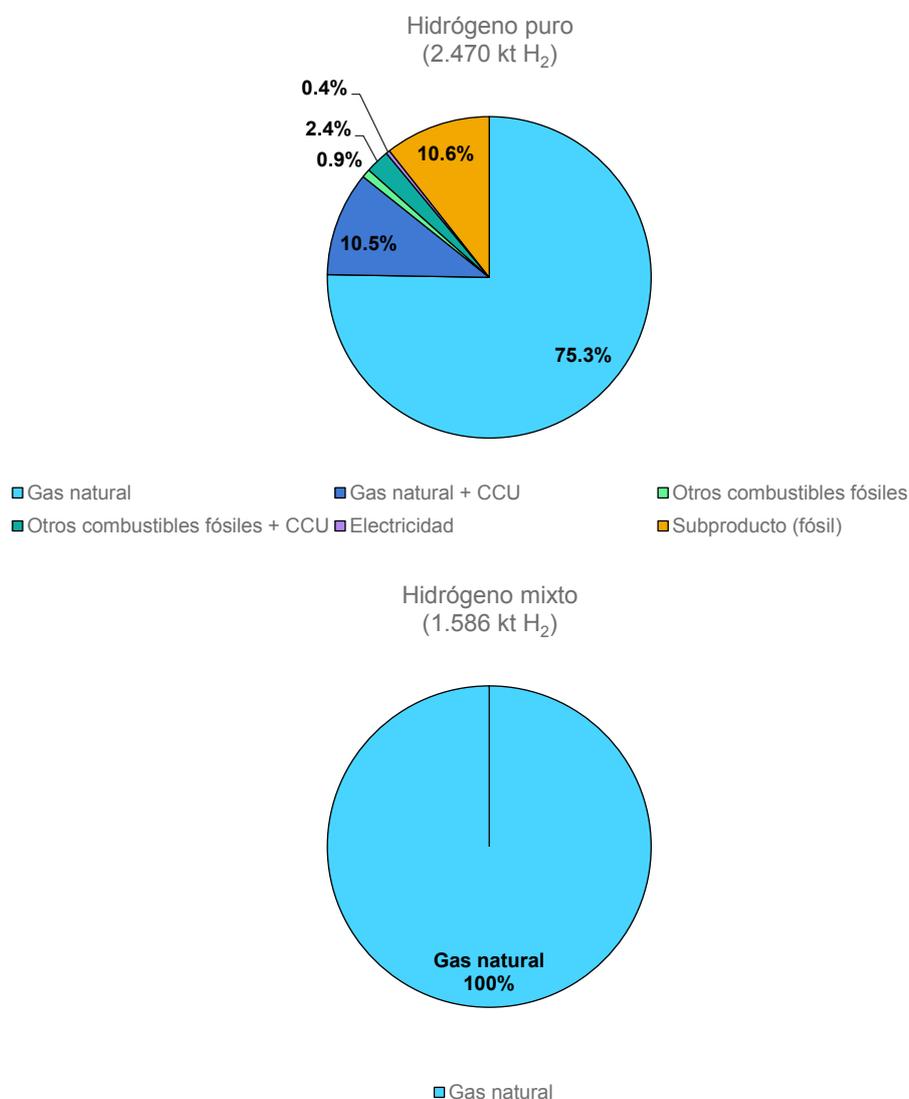
fue responsable del 83% de la demanda total. El resto se destinó a la producción de fertilizantes a base de amoníaco, un sector que operó muy por debajo de su capacidad instalada en 2019. Tres grandes fábricas de fertilizantes, ubicadas en los estados de São Paulo, Bahía y Sergipe, permanecieron inactivas en 2019 debido a los altos precios del gas y a la competencia de productores extranjeros, lo que dejó a una cuarta fábrica situada en Paraná como única instalación de producción de fertilizantes a base de amoníaco operativa en el país durante ese año. Esta infrautilización de la capacidad provocó un aumento de las importaciones de fertilizantes para satisfacer la fuerte demanda del sector agrícola del país. Al parecer, la producción de fertilizantes en la planta de Sergipe se habría [reanudado en abril de 2021](#).

La demanda de hidrógeno de Argentina ascendió a unas 350 kt en 2019, distribuidas a razón de dos tercios de hidrógeno puro y el tercio restante de hidrógeno mixto. Argentina es el único país de la región que presenta una demanda considerable de hidrógeno para las cuatro principales aplicaciones actuales del hidrógeno en el sector industrial: refinado de petróleo, producción de amoníaco, metanol y DRI. La mayor parte del amoníaco se utilizó para producir urea, mientras que cierta cantidad se exportó como amoníaco desde el puerto de Bahía Blanca, donde se encuentra la planta más grande.

Juntos, Chile y Colombia fueron responsables de casi el 8% de la demanda regional de hidrógeno en 2019. El refinado de petróleo representa la mayor parte de la demanda en Colombia. Chile es el segundo productor de metanol de la región, después de Trinidad y Tobago, y la demanda de hidrógeno para este proceso supuso más del 80% de la demanda nacional en 2019.

Suministro regional de hidrógeno

Figura 6 Suministro regional de hidrógeno puro y mixto por tipo, América Latina, 2019



AIE. Todos los derechos reservados.

Nota: CCU = captura y utilización de carbono.

Fuentes: Estudio de la AIE basado en las estadísticas de la AIE, datos de la Asociación Internacional de Fertilizantes, Wood Mackenzie y el Anuario Estadístico del Acero de la Asociación Mundial del Acero.

Para satisfacer la demanda de 4,1 Mt de hidrógeno del sector industrial en América Latina, la producción del elemento procede casi en su totalidad de combustibles fósiles sin aplicar medidas de mitigación ni técnicas de captura y almacenamiento de las emisiones de CO₂ asociadas. Una pequeña cantidad de las emisiones de carbono (menos del 7%) se retiene temporalmente en forma de

urea, pero es expulsada a la atmósfera en la fase de uso final. Concretamente, el gas natural es la principal materia prima y representó el 91% de la producción total en 2019. Esto implica un consumo total estimado de 15.500 millones de metros cúbicos (MMC) de gas natural en 2019, que excede el consumo total de gas natural de Colombia en el mismo año. Este uso del gas natural en la producción de hidrógeno sin técnicas CCUS provocó al menos 32,5 Mt de emisiones de CO₂ en 2019, cifra que excede las emisiones totales generadas por el transporte en Chile.⁵

El reformado de metano con vapor (RMV) se utiliza para producir hidrógeno en refinerías y centros industriales, así como por parte de productores que lo suministran directamente al mercado para aplicaciones menores (como la industria alimentaria y la fabricación de vidrio). El RMV para la producción de amoníaco conlleva niveles significativos de emisiones, la mayoría de ellas en flujos concentrados. Una parte de estas emisiones se utiliza para la producción de urea en un proceso integrado, y se retiene temporalmente en forma de urea antes de liberarse cuando se aplica a los pastos como fertilizante. En otras palabras, si bien se considera que la producción de urea incluye captura y utilización de carbono, su uso conlleva importantes emisiones y no debe verse como un proceso de bajas emisiones de carbono. Para descarbonizar la producción de urea, así como la de metanol (que requiere tanto hidrógeno como carbono), será necesario identificar una fuente de carbono adecuada (y de bajo costo), ya sea capturado o biogénico.

La electrólisis del agua representó solo el 0,2% de la producción total de hidrógeno en 2019 y se lleva a cabo en cuatro instalaciones en toda la región, que incluyen tres proyectos piloto de hidrógeno de bajas emisiones de carbono y una planta industrial. En Cuzco (Perú), Industrias Cachimayo emplea desde 1965 un [electrolizador alcalino de 25 MW](#) para producir hidrógeno destinado a la obtención de nitrato de amonio, utilizado como fertilizante y como explosivo en el sector minero. Es posible que sea el mayor electrolizador del mundo dedicado a la producción de hidrógeno con electricidad de red. Los combustibles fósiles representaron casi el 40% de la generación total de la electricidad de la red eléctrica de Perú en 2018.

⁵ Esto excluye las aproximadamente 2,2 Mt de CO₂/año de flujos de CO₂ concentrados que se separan y utilizan para fabricar urea. Una gran parte de este CO₂ incrustado se reemite en el sector agrícola cuando los fertilizantes que contienen urea se aplican en suelos.

Proyectos existentes de producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono

Tres proyectos piloto, ubicados en Argentina, Chile y Costa Rica, producen actualmente hidrógeno a partir de electricidad renovable. Desde 2008, el proyecto piloto de Hychico en la Patagonia argentina produce unas 52 t de H₂/año a partir de energía eólica, utilizando dos electrolizadores de agua alcalinos con una potencia conjunta de 0,55 MW. El hidrógeno se mezcla con gas natural para producir electricidad utilizando un generador de 1,4 MW que puede funcionar alimentado con una amplia variedad de mezclas de gas e hidrógeno, inclusive con hidrógeno puro. El proyecto Hychico también cuenta con el único sistema de tuberías de hidrógeno de América Latina (2,3 km) y una instalación de almacenamiento subterráneo.

Desde 2011, el proyecto piloto de Ad Astra Rocket en Costa Rica produce alrededor de 0,8 t de H₂/año a partir de energía solar y eólica en la ciudad de Liberia, utilizando un electrolizador de membrana electrolítica de polímero (MEP) de 5 kW. El hidrógeno se está utilizando para propulsar el primer autobús de celda de combustible de la región, así como cuatro vehículos ligeros de celda de combustible.

A 4.500 metros de altura, la microrred de Cerro Pabellón, en el desierto de Atacama (Chile), es un proyecto piloto que utiliza energía solar para producir 10 toneladas de H₂ al año con un electrolizador MEP de 50 kW. El proyecto está en funcionamiento desde 2019 y suministra [electricidad gestionable de origen renovable](#) para cubrir las necesidades de una microrred que presta servicio a una comunidad de más de 600 técnicos que trabajan en una planta geotérmica.

Además de estos tres proyectos piloto, en el momento de redactar este documento hay una cartera de más de 25 proyectos futuros en distintos puntos de las primeras etapas de desarrollo.⁶ Suponiendo que se construye la capacidad anunciada de todos los proyectos y que estos se abastecen de hidrógeno de bajas emisiones de carbono, la capacidad de producción adicional resultante superará las 2 Mt de H₂/año, o casi la mitad de la producción de la región en 2019.

⁶ En el Anexo 1 se ofrece información sobre la cartera de proyectos de hidrógeno con bajas emisiones de carbono que existen en la región.

Potencial demanda de hidrógeno en la transición hacia energías limpias en América Latina

América Latina alberga una gran industria del hidrógeno que podría encontrarse en el umbral de una transformación sin precedentes, impulsada por ambiciosos objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y avances tecnológicos, aprovechando los abundantes y competitivos recursos de la región. La industria del hidrógeno experimentaría esta transformación en dos frentes: la sustitución del actual suministro de hidrógeno por tecnologías de producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono, y la ampliación del uso del hidrógeno a nuevas aplicaciones.

En este epígrafe exploramos la evolución potencial de la demanda de hidrógeno en América Latina de aquí a 2030. Hemos efectuado proyecciones para los sectores esenciales utilizando hipótesis y análisis basados en la experiencia interna de la AIE, la realización de consultas a funcionarios públicos y debates con expertos en energía de diferentes instituciones.

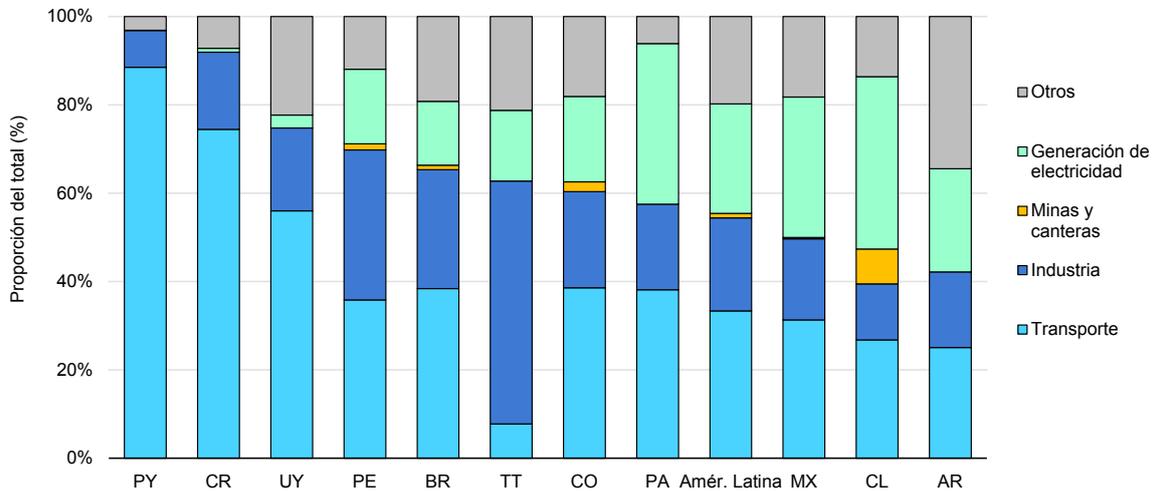
Sectores prioritarios para el despliegue del hidrógeno

Para descarbonizar los sistemas energéticos de América Latina será preciso reducir las emisiones del transporte y la industria, que en 2018 fueron responsables de aproximadamente un 35% y un 23% de las emisiones de CO₂ de la región, respectivamente, incluyendo las emisiones de CO₂ procedentes de la combustión de carburantes y de procesos industriales. Las emisiones del sector del transporte son aún más relevantes en algunos países, como Costa Rica, Paraguay y Uruguay, donde la demanda de energía del sector industrial es limitada y donde el sector eléctrico está casi totalmente descarbonizado.

La venta de combustibles para buques utilizados en el transporte marítimo internacional no se incluye en las cifras de emisiones nacionales, pero es responsable de un nivel significativo de emisiones. En 2018, las emisiones del transporte marítimo internacional [se estimaron](#) en un 2,51% de las emisiones antropogénicas mundiales de CO₂. Casi un tercio de las ventas de combustible

para el transporte marítimo internacional realizadas por la región tiene lugar en Panamá, y su combustión produce emisiones de CO₂ similares a las de este país.

Figura 7 Emisiones de CO₂ por sector en algunos países seleccionados, América Latina, 2019



Notas: AR = Argentina; BR = Brasil; CL = Chile; CO = Colombia; CR = Costa Rica; MX = México; PA = Panamá; PE = Perú; PY = Paraguay; TT = Trinidad y Tobago; UY = Uruguay.

Transporte, Minas y canteras y Otros recogen únicamente las emisiones de CO₂ procedentes de la combustión de carburantes.

Industria hace referencia a las emisiones de los procesos y a las emisiones de la combustión de carburantes, y excluye la explotación de minas y canteras. Las emisiones de los procesos corresponden a 2015.

Generación eléctrica comprende producción de electricidad y de calor.

Otros incluye el uso propio del sector energético y los usos residenciales, entre otros.

Fuente: Datos de la AIE de emisiones de CO₂ procedentes de la combustión de carburantes (2021), según la base de datos EDGAR (versión 4.3.2_FT2016).

En algunos países, el sector minero también es responsable de una proporción importante de las emisiones. En 2019, el sector minero suponía más de la mitad de las exportaciones totales en valor de Chile y Perú, donde empleaba a casi 400.000 trabajadores, a menudo en regiones remotas.⁷ En Chile, el consumo de diésel en el sector minero supuso casi una cuarta parte del total nacional.

La descarbonización del transporte y la industria requiere muchas tecnologías diferentes. Algunas modalidades de transporte de larga distancia y subsectores de la industria pesada dependen actualmente de combustibles fósiles, cuya sustitución directa por electricidad es poco factible y/o cara. Las tecnologías del hidrógeno constituyen un conjunto de opciones que pueden contribuir a reducir las emisiones en estos subsectores, siempre que el hidrógeno se produzca de forma sostenible. El uso del hidrógeno en sectores donde las emisiones son

⁷ <https://si3.bcentral.cl/estadisticas/principal1/excel/cnn/trimestrales/excel.html> y https://www.subrei.gob.cl/docs/default-source/estudios-y-documentos/reporte-trimestral/comercio-externo-de-chile-anual-2019.pdf?sfvrsn=1eb0bb58_0. <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Mineria/PUBLICACIONES/VARIABLES/2020/BEMAGO2020.pdf>. <https://www.mch.cl/2019/03/07/empleo-en-sector-minero-crecio-4-en-2018/#>.

difíciles de reducir depende de muchas tecnologías que aún no están maduras, y es necesario emprender acciones a corto plazo para desarrollar su potencial a largo plazo para América Latina. Al margen de la descarbonización de los usos internos de la energía, satisfacer la demanda mundial de productos con bajas emisiones de carbono, como acero, productos químicos y combustibles para el transporte aéreo y marítimo, podría brindar a la región la oportunidad de conquistar mercados de exportación.

Los gobiernos de la región han de desempeñar un papel fundamental a la hora de identificar los sectores con mayor potencial a largo plazo en su país. Hacer esto desde el principio -mediante su incorporación a los documentos estratégicos y su integración en la planificación energética a largo plazo- permitirá a los países orientar el desarrollo del hidrógeno hacia las oportunidades más estratégicas para su situación particular, aprovechando las infraestructuras y las cadenas de valor del hidrógeno que puedan existir.

El desarrollo tanto de los usos existentes del hidrógeno como de otros nuevos podría implicar importantes requisitos de infraestructuras para llevar el hidrógeno a los usuarios finales. En el caso de las aplicaciones en la industria y el refino de petróleo, la considerable demanda de hidrógeno de bajas emisiones de carbono podría justificar instalaciones específicas y potencialmente ubicadas en el mismo lugar. Otras aplicaciones, como el transporte marítimo y la minería, se circunscribirían a los puertos y las regiones mineras (p. ej., el norte de Chile o el sur de Perú). Debido a la dispersión de la demanda, las aplicaciones del hidrógeno en el transporte por carretera requerirían una importante inversión en infraestructura de repostaje y distribución de hidrógeno.

A partir del análisis que sustenta este informe, hemos trazado dos casos de la evolución potencial de la demanda de hidrógeno en sectores clave de América Latina de aquí a 2030: un caso de base ("de Referencia") y un caso con despliegue acelerado de tecnologías de hidrógeno de bajas emisiones de carbono ("Acelerado").

Definición de los casos

Los casos de Referencia y Acelerado permiten un mejor entendimiento de los impactos potenciales de diferentes niveles de ambición y apoyo político a las tecnologías del hidrógeno en los sectores que utilizan o podrían utilizar el hidrógeno. Nuestro objetivo es aportar información de base para los debates en torno al desarrollo de los usos del hidrógeno en la región. Los dos casos se nutren de otros escenarios de la AIE, pero son diferentes, y no deben considerarse

predicciones o pronósticos. La oferta de hidrógeno, ya sea o no de bajas emisiones de carbono, no se ha incluido en el modelo de diseño de los casos, que únicamente se refieren a la demanda de hidrógeno.

El caso de Referencia describe cómo podría evolucionar la demanda de hidrógeno teniendo en cuenta las políticas energéticas y climáticas ya aplicadas en los países de la región, así como la adopción de tecnologías demostradas con arreglo a las tendencias de comercialización observadas en otras tecnologías energéticas con bajas emisiones de carbono.

El caso Acelerado refleja una visión optimista del despliegue de las tecnologías de uso final del hidrógeno de aquí a 2030. Asimismo, supone la promulgación de políticas energéticas y climáticas más ambiciosas y el establecimiento de mecanismos de apoyo que podrían facilitar su despliegue. Este caso describe trayectorias compatibles con el logro de objetivos energéticos y climáticos más amplios, y representa una visión ambiciosa que requiere más acciones conjuntas de los gobiernos, el sector industrial y el sector financiero para intensificar las actividades en toda la cadena de valor. El caso supone que se materializan las infraestructuras y los avances tecno-económicos necesarios para poner en marcha estos proyectos de forma útil y ordenada.

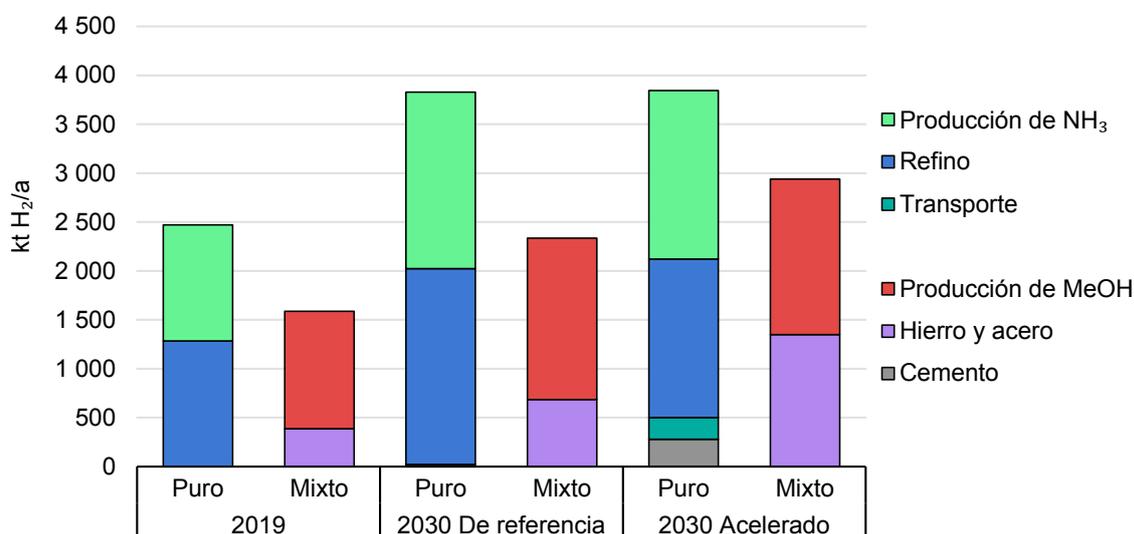
Los casos de Referencia y Acelerado prestan atención tanto a los usos actuales del hidrógeno en el refino de petróleo y el sector industrial como a las aplicaciones emergentes, que podrían desempeñar un papel clave en la descarbonización del consumo energético de la región de aquí a 2030 y a más largo plazo. Debido a la limitada disponibilidad de datos sobre determinados usos, la demanda de hidrógeno estimada para 2030 no incluye posibles aplicaciones en el sector eléctrico, la minería o en edificios, que también se describen desde un punto de vista cualitativo en este capítulo. Además, las cifras no incluyen la demanda para la exportación de hidrógeno desde la región, que podría hacerse realidad de aquí a 2030.

Tabla 1 Definición de los casos de Referencia y Acelerado

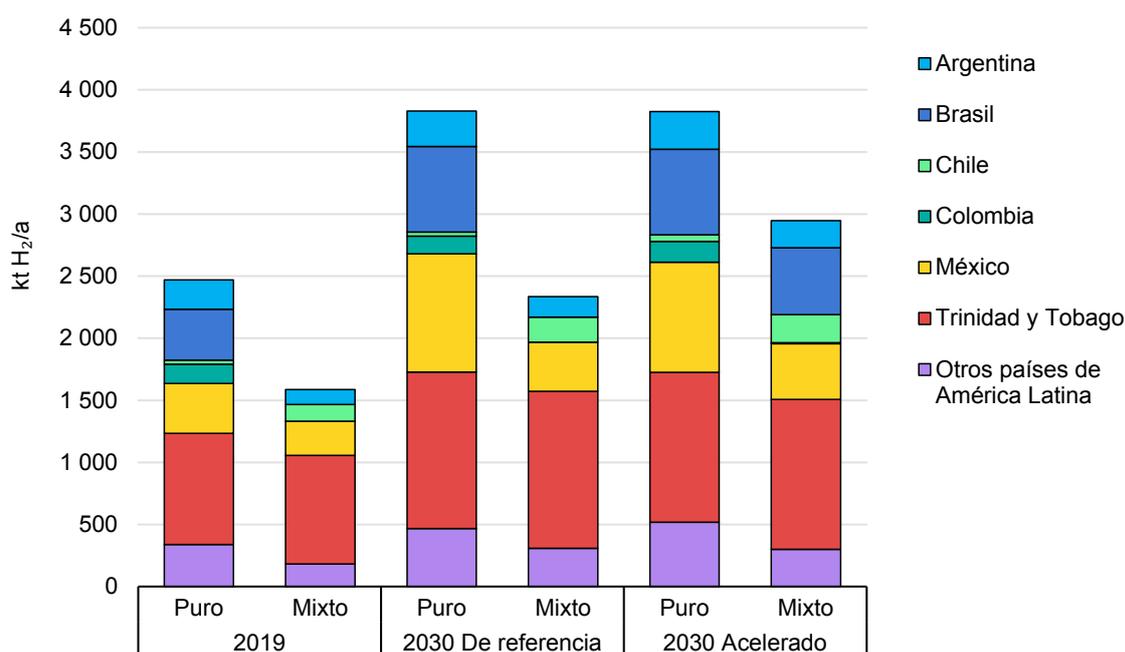
	De Referencia	Acelerado
Condiciones previstas	<ul style="list-style-type: none"> • Políticas adoptadas y medidas específicas decretadas • Compromisos contraídos públicamente por el sector privado para desplegar tecnologías cuando ya se hayan realizado proyectos piloto o de demostración concretos • Comercialización de tecnologías para vehículos eléctricos de celda de combustible que se encuentran en fase de demostración y en una etapa incipiente de comercialización, gracias al apoyo político y a las reducciones de costos conseguidas gracias a las economías de escala y al aprendizaje tecnológico • Nivel básico de coordinación entre los gobiernos, el ámbito académico, la industria y el sector financiero 	<ul style="list-style-type: none"> • Compatibilidad con la dirección trazada por los objetivos energéticos y climáticos de la región a largo plazo • Rápido desarrollo de tecnologías emergentes de uso final en la industria y el transporte, y rápida adopción en la región • Establecimiento de mecanismos de apoyo para permitir un despliegue temprano • Consecución de los objetivos de despliegue de tecnologías (en la medida de lo posible de aquí a 2030) • Rápida adopción de la infraestructura habilitante • Una acción conjunta más ambiciosa entre los gobiernos, el mundo académico, la industria y el sector financiero

Demanda de hidrógeno de aquí a 2030

Figura 8 Demanda de hidrógeno por aplicación, América Latina, 2019-2030



AIE. Todos los derechos reservados.

Figura 9 Demanda de hidrógeno por país, América Latina, 2019-2030

AIE. Todos los derechos reservados.

Fuentes: Análisis de la AIE basado en estadísticas de la AIE, encuestas por países y datos de la Asociación Internacional de Fertilizantes, Wood Mackenzie, Anuario Estadístico del Acero de la Asociación Mundial del Acero, Anuario del Instituto Petroquímico Argentino, ANP (Brasil) y Sistema de Información Energética (México), entre otros.

La demanda total de hidrógeno en América Latina podría experimentar un crecimiento significativo de aquí a 2030, y esta demanda adicional procedería en su mayor parte de los usos existentes del elemento en el refino de petróleo y la industria. En ambos casos, el crecimiento económico es el mayor factor de impulso a la demanda de hidrógeno, mientras que las políticas medioambientales tienen un impacto limitado en la demanda de nuevas aplicaciones. En el caso Acelerado, comienza a producirse un cambio en la distribución de la demanda total hacia 2030, que pone de relieve que la próxima década podría ser clave para la adopción del hidrógeno como vector energético más allá de la industria.

En el caso de Referencia, la demanda total aumenta un 52% hasta situarse en 6,2 Mt. Prácticamente la totalidad de los 2,1 Mt adicionales de demanda de hidrógeno procede de los usos existentes en el refino de petróleo y la industria, mientras que la demanda para transporte y nuevas aplicaciones en la industria sigue siendo muy limitada. La demanda para la producción de amoníaco aumenta en más de un 50%, con la reanudación de la producción de aquí a 2030 en las plantas existentes en Brasil y México que estuvieron inactivas en 2019.

En el caso Acelerado, la demanda total aumenta un 67% hasta llegar a 6,8 Mt. Las nuevas aplicaciones en la industria y el transporte se amplían

considerablemente para cumplir objetivos energéticos y climáticos más ambiciosos, mientras que la demanda de hidrógeno para el refino de petróleo crece menos que en el caso de Referencia. Tanto en el caso de Referencia como en el Acelerado, la demanda de hidrógeno mixto crece más que la de hidrógeno puro. En el caso Acelerado, esto se debe a los nuevos usos del hidrógeno en los altos hornos (especialmente en Brasil, donde la producción de acero por esta vía es mayor). Las nuevas aplicaciones en el transporte y la industria son responsables de casi el 18% de la demanda total de hidrógeno en 2030, gracias a la aceleración del desarrollo y el despliegue de tecnologías que no están tecnológicamente maduras en 2021. Además, este caso supone el rápido despliegue de infraestructuras de apoyo, como las estaciones de carga de hidrógeno necesarias para respaldar los usos del hidrógeno en el transporte.

A pesar del importante potencial del hidrógeno para descarbonizar varios sectores a largo plazo, es probable que los nuevos usos del hidrógeno en la región se mantengan modestos hasta 2030 y que las aplicaciones existentes sigan dominando la demanda regional de hidrógeno.

El hidrógeno en los sectores industriales y de refino

Tabla 2 Ubicación de las principales instalaciones industriales y de refino, América Latina, 2019

	Países
Refino de petróleo	AR, BO, BR, CL, CO, EC, MX, PE, VE
Productos químicos - amoníaco	AR, BO, BR, CO, MX, PE, TT, VE
Productos químicos - metanol	AR, CL, TT, VE
Hierro y acero - DRI	AR, MX, TT, VE
Hierro y acero - Altos hornos	AR, BR, CL, CO, MX
Cemento	Todo

Notas: En refino de petróleo se incluyen países con una demanda de hidrógeno estimada para el refino de petróleo superior a 10 kt de H₂/año en 2019.

AR = Argentina; BO = Bolivia; BR = Brasil; CL = Chile; CO = Colombia; CR = Costa Rica; EC = Ecuador; MX = México; PA = Panamá; PE = Perú; PY = Paraguay; TT = Trinidad y Tobago; UY = Uruguay; VE = Venezuela.

Fuentes: Estudio de la AIE; Manual Mundial del Acero; USGS.

Refino de petróleo

De aquí a 2030, la demanda de hidrógeno para el refino de petróleo crece un 3,4% anual en el caso de Referencia y un 1,5% en el caso Acelerado. En este último caso, el menor crecimiento obedece a la mayor adopción de soluciones de movilidad con bajas emisiones de carbono (como los vehículos eléctricos de

batería, los vehículos eléctricos de pila de combustible y los biocombustibles), así como a una mayor eficiencia en términos de consumo de carburante, entre otros factores.

Aunque los cambios en los niveles de actividad constituyen el principal factor de impulso a la demanda de hidrógeno en las refinerías de petróleo, las necesidades de hidrógeno también podrían aumentar en la medida que la región avance hacia unos requisitos más estrictos en cuanto al contenido de azufre en los productos derivados del petróleo refinados, algo que también podría tener efectos positivos en la calidad del aire local y la salud pública. La producción de biocombustibles avanzados [como los aceites vegetales tratados con hidrógeno (AVH)] también podría generar cierta demanda adicional de hidrógeno de aquí a 2030, aprovechando los sectores de biocombustibles de la región, que son líderes mundiales.

En América Latina, el hidrógeno utilizado en las refinerías se produce predominantemente a partir de gas natural mediante reformadores de metano a vapor, pero este se complementa con subproductos gaseosos de las refinerías (reformadores catalíticos de nafta). La sustitución del hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles sin medidas de mitigación por hidrógeno de bajas emisiones de carbono brinda una oportunidad temprana para aumentar la producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono. Esto puede hacerse mediante el acondicionamiento de plantas existentes con tecnologías CCUS (dependiendo del acceso a infraestructura de transporte y almacenamiento de CO₂) o mediante el uso de electrolizadores alimentados con electricidad renovable.

Producción de amoníaco y metanol

El amoníaco y el metanol se producen casi exclusivamente a partir de combustibles fósiles, salvo cierta producción de amoníaco por electrólisis en Perú. Trinidad y Tobago produce casi tres cuartas partes del amoníaco de la región y un tercio del metanol, que en su mayor parte se exporta a mercados situados fuera de la región.

La demanda de hidrógeno puro para el amoníaco en la región aumenta un 52% y un 45% de aquí a 2030 en los casos de Referencia y Acelerado, respectivamente. La demanda de hidrógeno para la producción de amoníaco en Brasil se triplica en ambos casos, con la reanudación de la producción en la capacidad ociosa antes de 2030. En 2019, la producción de amoníaco apenas alcanzaba el 20% de la capacidad de producción instalada en el país.

La agricultura es el principal motor de la demanda de amoníaco en América Latina, donde se utiliza como fertilizante nitrogenado en forma de urea o sales de amonio. Se prevé que la demanda mundial de cereales y alimentos [siga creciendo hasta 2050](#) para mantener a una población cada vez más numerosa, y ello a pesar de que también habrá mejoras tecnológicas y una mayor eficiencia agrícola. El menor crecimiento de la demanda en el caso Acelerado puede estar relacionado con el aumento de la eficiencia en el uso de los fertilizantes, así como con el abandono de la urea en favor de otros fertilizantes a base de nitrógeno, que son más fáciles de descarbonizar.

La demanda de hidrógeno mixto para la producción de metanol aumenta un 38% en el caso de Referencia y un 33% en el Acelerado de aquí a 2030. El hecho de que la demanda crezca menos en el caso Acelerado puede estar relacionado con un descenso de la demanda de combustibles para el transporte, donde el metanol se utiliza como aditivo de la gasolina y en la producción de biodiésel, está vinculado a la demanda de diésel a través de mecanismos regulatorios que imponen mezclas de ambos combustibles en proporciones determinadas.

Producción de hierro y acero

El hidrógeno puede sustituir a los combustibles fósiles en el sector siderúrgico, tanto en las instalaciones existentes, donde generalmente sólo es posible una sustitución parcial de los combustibles fósiles utilizados como insumos, como, a largo plazo (más allá de 2030), en instalaciones alimentadas al 100% con hidrógeno. En 1999, Trinidad y Tobago acogió la primera planta a gran escala del mundo que emplea un [proceso de reducción de mineral de hierro](#) que utiliza hidrógeno puro.

Los dos principales métodos de producción de acero a partir de mineral de hierro -alto horno con convertidor básico al oxígeno (BF-BOF, por sus siglas en inglés) y horno de arco eléctrico que utiliza hierro de reducción directa (DRI-EAF, por sus siglas en inglés)- se están empleando actualmente en América Latina. La siderurgia BF-BOF se utiliza en Argentina, Brasil, Chile, Colombia y México y representa más de la mitad de la producción de acero bruto de la región. La vía de fabricación de acero DRI-EAF se limita a Argentina, México, Trinidad y Tobago y Venezuela, y representa alrededor del 14% de la producción total de acero bruto de la región, mientras que el resto corresponde a la producción secundaria de acero a partir de chatarra.

La demanda de acero hasta 2030 crece menos en el caso Acelerado que en el caso de Referencia (40% frente a 48%) debido a la mejora acelerada de la eficiencia de los materiales en la construcción y la industria manufacturera, que

reduce las necesidades de acero en edificios, vehículos y electrodomésticos. En el caso Acelerado, la demanda adicional de hidrógeno procede de la producción BF-BOF, donde una parte del carbón utilizado en las instalaciones existentes se puede sustituir por hidrógeno puro, una aplicación que ya se ha [demostrado en Alemania](#). En la fabricación de acero DRI-EAF, el hidrógeno electrolítico puro podría sustituir en parte o en su totalidad al gas de síntesis producido a partir del reformador al vapor de gas natural, dando lugar a un gas de síntesis rico en hidrógeno. La demanda de hidrógeno del sector del hierro y el acero representa el 29% y el 46% de la demanda total de hidrógeno mixto en los casos de Referencia y Acelerado, respectivamente. No se prevé que la fabricación de acero DRI-EAF alimentada al 100% con hidrógeno se demuestre antes del final de la década, por lo que no se contempla su uso en la región antes de 2030.

Calor a altas temperaturas

Los procesos de fabricación requieren calor a diferentes temperaturas. Las soluciones de electrificación (mediante bombas de calor, calentadores de resistencia eléctrica o tecnologías de calentamiento electromagnético) son, en general, más aptas para aplicaciones que exigen calor a temperaturas bajas/medias o para aplicaciones a pequeña escala que requieren temperaturas elevadas. En algunas aplicaciones industriales que requieren calor a alta temperatura, especialmente cuando se trata de grandes volúmenes calentados, puede ser más idóneo el hidrógeno que la electrificación directa.

El sector cementero es uno de los principales responsables de las necesidades de calor a alta temperatura en la industria. La producción de cemento es un proceso intensivo en emisiones que tiene lugar en prácticamente todos los países de la región, generalmente en instalaciones industriales más pequeñas que las descritas para los sectores químico y siderúrgico. Alrededor de dos tercios de las emisiones generadas por la producción de cemento proceden de la reacción de calcinación que tiene lugar durante la producción de clinker, que es el principal ingrediente activo del cemento. En el futuro, el hidrógeno podría utilizarse en combinación con otros combustibles para satisfacer una parte de las necesidades térmicas de la producción de clinker, sustituyendo a los combustibles fósiles y contribuyendo a reducir las emisiones globales de este sector de la industria pesada, junto con otros combustibles y tecnologías, como la biomasa, las técnicas CCUS y la electrificación directa. En el caso Acelerado, la demanda de hidrógeno para la producción de cemento representa el 67% de la demanda total de hidrógeno puro en 2030 como resultado de una enérgica actuación política para

promover la producción de cemento con bajas emisiones de carbono, compensando parte del descenso de la demanda en refino y en la producción de amoníaco.

Minería

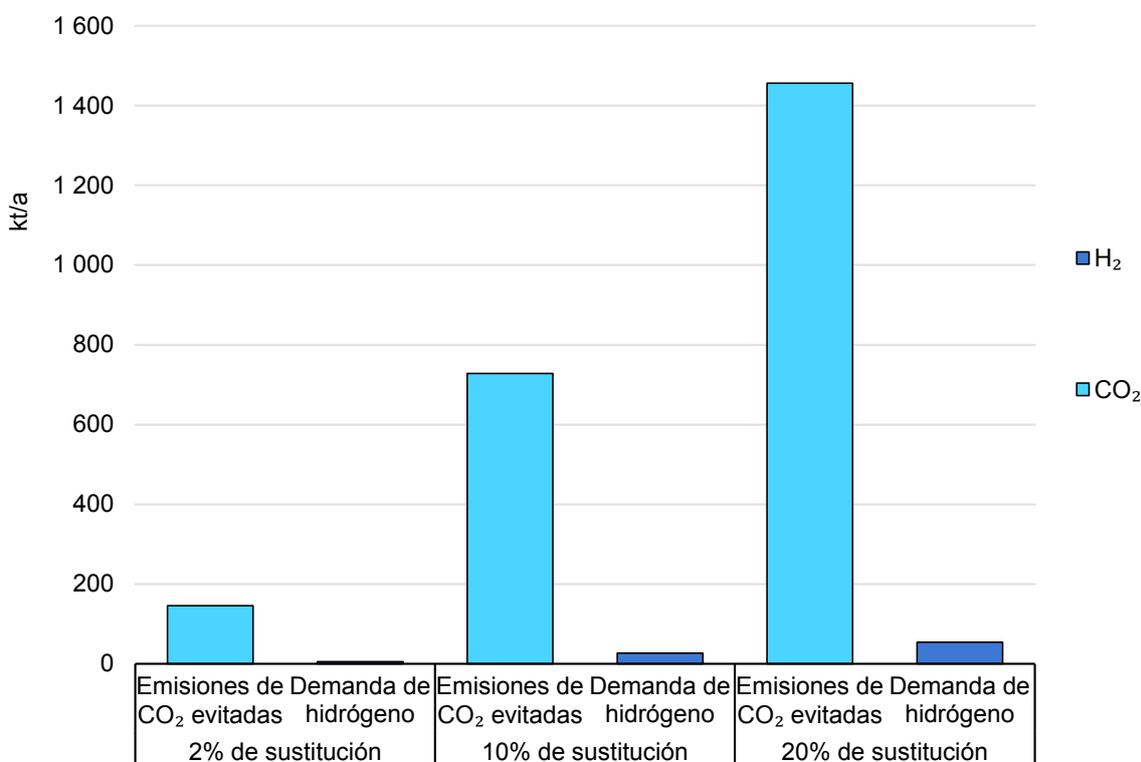
La minería suele consumir electricidad en aplicaciones estacionarias (como las palas y los equipos de procesamiento) y productos petrolíferos (principalmente diésel) en aplicaciones móviles, como los camiones de acarreo para transportar grandes volúmenes de minerales, así como la sobrecarga que se retira para acceder a ellos. La minería del cobre, por sí sola, es responsable del 79% del consumo total de diésel en la minería latinoamericana, ya que las bajas leyes del mineral y las elevadas tasas de desbroce (el volumen de sobrecarga retirado por tonelada de mineral extraído) en las minas a cielo abierto requieren importantes flotas de camiones de acarreo, con gran tonelaje y altos niveles de utilización (las flotas están constituidas por entre [1.200 y 1.500 camiones en Chile](#), al menos 500 en Perú y 100 en México, según los datos disponibles públicamente de las mayores minas de cobre de estos países). Las necesidades de cobre podrían crecer un 25% de aquí a 2030 para apoyar el despliegue de tecnologías energéticas no contaminantes, según un estudio reciente de la AIE sobre el papel de minerales críticos en la transición hacia energías limpias. Las necesidades de transporte en la minería del cobre podrían crecer aún más deprisa debido a la disminución prevista de las leyes del mineral en la región, que en Chile se han [deteriorado un 30%](#) en los últimos 15 años.

Descarbonizar el consumo de energía en la minería requerirá muchas tecnologías, y la electrificación es una opción para muchas aplicaciones estáticas, como la instalación de cintas transportadoras para el acarreo de minerales para su procesamiento o de catenarias para alimentar vehículos eléctricos a lo largo de rutas definidas y estables. Los camiones de acarreo podrían ser buenos candidatos para las soluciones basadas en el hidrógeno. Komatsu, uno de los principales proveedores de camiones de acarreo para minería, tiene previsto comercializar [camiones de acarreo de hidrógeno](#) antes de 2030. Anglo-American y Engie van a [empezar a probar](#) un prototipo de camión de acarreo alimentado con hidrógeno para la minería en Sudáfrica durante 2021, con el apoyo de un electrolizador de 3,5 MW que producirá hidrógeno de bajas emisiones de carbono en el propio emplazamiento.

El gobierno de Chile ha identificado los usos no estacionarios en la minería como un ámbito clave de la demanda futura de hidrógeno de bajas emisiones de carbono, atendiendo al desarrollo de camiones mineros híbridos diésel/hidrógeno.

En las grandes minas del norte de Chile, el hidrógeno podría producirse localmente y en condiciones competitivas gracias a recursos solares de alta calidad. Habida cuenta de los actuales niveles de desarrollo tecnológico, es poco probable que los usos del hidrógeno en infraestructuras mineras se generalicen de aquí a 2030, más allá de unos pocos proyectos de demostración, pero podrían tener un impacto significativo en las emisiones a medio y largo plazo (dependiendo de las eficiencias consideradas de los motores diésel y de las celdas de combustible).

Figura 10 Emisiones de CO₂ evitadas y demanda de hidrógeno de bajas emisiones de carbono para la minería del cobre, América Latina, 2030



Notas: Los datos se refieren al uso de hidrógeno en los camiones de acarreo del sector de la minería del cobre en Brasil, Chile, México y Perú. El porcentaje de sustitución se refiere a la sustitución de diésel por hidrógeno en términos energéticos. Se supone que la eficiencia de la pila de combustible de los camiones de acarreo minero es del 43% y la del motor diésel del 14%, y que el hidrógeno se produce sin emisiones.

Fuente: Plan de Carbono Neutralidad en el Sector Energético de Chile (2019).

El desarrollo tecnológico en Chile podría verse acelerado por los ambiciosos objetivos del sector. Codelco, el mayor productor de cobre del mundo, anunció en 2020 planes para [reducir las emisiones en un 70% para 2030](#), centrándose en medidas de electrificación e investigando usos del hidrógeno. La Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) de Chile está apoyando al menos tres

proyectos de I+D para el desarrollo de camiones de acarreo minero híbridos diésel/hidrógeno, en colaboración con el sector privado y la academia.⁸

El hidrógeno en el transporte

Las aplicaciones del hidrógeno en el transporte han despertado un gran interés entre los responsables de formulación de políticas públicas de América Latina y, junto con otras opciones de movilidad sostenible, podrían ser decisivas para reducir el nivel de emisiones. El uso de energía para el transporte en la región está dominado por derivados del petróleo, que representaron más del 85% de la demanda final de energía de este sector en 2018.

Transporte por carretera

El transporte por carretera supone casi el 95% de la demanda total del sector del transporte en América Latina. En 2019, la cuota de los biocombustibles en el transporte por carretera (casi el 12%) duplicaba con creces el promedio mundial (4%). Esto es así en gran medida gracias a Brasil, que en 2019 tenía la mayor proporción mundial de biocombustibles en el transporte por carretera (27%), como resultado de un esfuerzo político sostenido para apoyar los biocombustibles líquidos y la introducción de vehículos flexibles en cuanto al combustible, que pueden funcionar con bioetanol puro, así como con mezclas de gasolina y bioetanol. En Argentina, el gas natural comprimido (GNC) representa el 12% de la demanda total de energía para el transporte por carretera, y cuenta con más de [2.000 puntos de carga de GNC](#) y un parque de [más de 1.7 millones de vehículos](#), en su mayoría vehículos ligeros (LDV, por sus siglas en inglés). En los últimos años, el uso de GNC (y de GNL) como combustible para el transporte pesado en Argentina se ha acelerado gracias a proyectos piloto y a debates sobre la creación de corredores de GNC para apoyar su uso a lo largo de las principales carreteras del país. La incorporación de hidrógeno de bajas emisiones de carbono en el GNC, [que podría llegar al 20% utilizando los LDV](#) existentes, reduciría las emisiones del uso de GNC, pero podría dar lugar a un mayor precio del combustible para los usuarios finales. Como en muchas otras partes del mundo, los vehículos eléctricos de batería (BEV, por sus siglas en inglés) están llamados a ser una tecnología clave para reducir las emisiones del sector del transporte por carretera. Estos, a su vez, requerirán una importante inversión en infraestructura de recarga y potencia de generación de electricidad (baja en carbono). Los gobiernos de Chile, Colombia y Costa Rica [han anunciado sus objetivos y ambiciones para la implantación de la movilidad eléctrica](#) en las próximas

⁸ Proyecto HYDRA, Consorcio ALSET, Consorcio UTFSM.

décadas, con especial interés en los vehículos comerciales ligeros y los autobuses urbanos.⁹

Los vehículos eléctricos de celda de combustible (FCEV, por sus siglas en inglés) también podrían utilizarse en aplicaciones de transporte por carretera que tal vez sean menos aptas desde el punto de vista tecnológico y/o menos competitivas en términos económicos para los BEV, como las que requieren una gran autonomía de conducción, índices de utilización elevados, altos niveles de potencia, combustibles de gran densidad energética y tiempos de carga cortos. En Colombia, los [objetivos fijados por ley para la venta de autobuses urbanos de cero emisiones](#) (10% de las ventas en 2025 y 100% en 2035) incluyen tanto BEV como FCEV. En última instancia, los avances tecnológicos y la reducción de costes determinarán la combinación adecuada de tecnologías para descarbonizar el transporte en la región. Los primeros FCEV introducidos en la región, un autobús y cuatro LDV, circulan en Costa Rica desde 2011 alimentados con hidrógeno producido a partir de electricidad renovable y cuentan con la primera estación de servicio de hidrógeno de América Latina. En Brasil, se desarrolló un [prototipo de autobús FCEV](#) a nivel local con fondos del programa de inversiones obligatorias en I+D promovido por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) y financiado por las compañías eléctricas.¹⁰ En 2016, el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) de México, en colaboración con la academia, desarrolló y probó un prototipo de FCEV para un pequeño vehículo.

La aplicación de la tecnología eléctrica de celda de combustible en LDV (tanto privados como comerciales) y en autobuses está más desarrollada que en los vehículos pesados, pero su adopción comercial va muy por detrás de los BEV. Los LDV y los autobuses eléctricos de pila de combustible podrían ser precursores en el despliegue de las tecnologías de movilidad sostenible basadas en el hidrógeno. El despliegue de infraestructuras de recarga y una mayor sensibilización de los consumidores pueden contribuir a la aceptación de esta tecnología a largo plazo. Este despliegue inicial (y limitado) podría centrarse en los parques móviles del sector público y privado, especialmente los que recorran rutas predeterminadas, que pueden compartir una limitada (y costosa) infraestructura de recarga de hidrógeno, ya que garantizar un uso elevado reduce su coste marginal. Más allá de 2030, los vehículos eléctricos pesados de celda de combustible podrían alcanzar la madurez tecnológica y ofrecer la posibilidad de reducir las emisiones de un sector clave para la región, en particular el

⁹ Estas y otras ambiciones se recogen en el Global EV Policy Explorer de la AIE <https://www.iea.org/articles/global-ev-policy-explorer>.

¹⁰ <https://diariodotransporte.com.br/2017/04/08/apos-cinco-anos-e-r-10-milhoes-onibus-a-hidrogenio-do-rio-esta-apto-a-operar-comercialmente/>.

transporte pesado de larga distancia, [una modalidad de transporte esencial para el comercio regional](#).

Tabla 3 Proporción de FCEV en el parque automovilístico y las ventas en 2030 en los casos de Referencia y Acelerado

Categoría de FCEV	2030 De referencia		2030 Acelerado	
	Parque	Ventas	Parque	Ventas
Autobuses	0,05%	0,08%	0,28%	0,45%
Camiones	<0,01%	<0,01%	0,27%	0,78%
Coches	<0,01%	0,02%	0,02%	0,06%
LCV	0,04%	0,1%	0,16%	0,45%

Notas: Las estimaciones se basan en los parques móviles actuales de Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, México, Panamá, Paraguay, Trinidad y Tobago y Uruguay. Los autobuses son urbanos, interurbanos y minibuses. Los camiones incluyen modelos pesados y semipesados. LCV = vehículo comercial ligero.

El caso de Referencia contempla un despliegue muy limitado de las tecnologías de movilidad basadas en el hidrógeno de aquí a 2030, con unos 14.000 FCEV, sobre todo coches, vehículos comerciales ligeros y autobuses, principalmente en Brasil, Chile y Colombia, y unas necesidades de hidrógeno inferiores a 15.000 toneladas al año, es decir, el 3,6% de la demanda de hidrógeno estimada para 2019. En el caso Acelerado, la adopción es mucho más rápida gracias a los ambiciosos objetivos de los gobiernos, sólidas medidas de apoyo y un despliegue dinámico de la infraestructura necesaria, en particular las estaciones de repostaje de hidrógeno. El parque móvil de FCEV ronda los 60.000 vehículos, que circulan en la mayoría de los países de la región con el apoyo de entre 800 y 1.700 estaciones de servicio de hidrógeno¹¹, y generará una demanda anual de más de 150 kt de hidrógeno puro para 2030. Incluso con esta hipótesis tan ambiciosa, los FCEV representan menos del 0,3% de la totalidad de los camiones pesados y semipesados, y también menos del 0,3% de todos los autobuses urbanos e interurbanos de la región. Aunque la contribución del hidrógeno a la descarbonización del sector del transporte se mantiene modesta hasta 2030, es fundamental prestar especial atención desde un principio al desarrollo de regulación, normas e infraestructura para estas nuevas aplicaciones, con el fin de preparar el terreno para su implantación a gran escala con posterioridad a 2030. Para ello, América Latina debe aprovechar las enseñanzas no sólo de las mejores prácticas internacionales, sino también de sus propias experiencias de éxito en la

¹¹Suponiendo una capacidad nominal media por estación de carga de hidrógeno del orden de 400-1.000 kg de H₂/día y un factor de utilización del 20-65%. La capacidad nominal y el factor de utilización de una estación de servicio están relacionados con el tipo de vehículo para el que está diseñada (LDV, autobuses o camiones, por ejemplo).

implantación de biocombustibles y GNC. Estas ponen de relieve la necesidad de un esfuerzo político sostenido y los beneficios de crear cadenas de valor locales y regionales para apoyar la adopción de tecnologías de combustibles emergentes.

Recuadro 2 El hidrógeno en el transporte de mercancías: una oportunidad de colaboración regional

En América Latina, la baja densidad de población e infraestructuras ferroviarias limitadas contribuyen al predominio del transporte de mercancías por carretera, que representa más del 90% de todo el transporte interno de mercancías en Argentina, Chile y Uruguay, y más del 50% en Brasil, donde el transporte ferroviario es muy utilizado en la industria minera.

El transporte de mercancías por carretera también es relevante para el comercio de la región, especialmente en México, donde es el principal medio de transporte para la importación y exportación de mercancías. También es importante en Centroamérica, donde los vehículos con frecuencia atraviesan varios países, y en el Cono Sur (Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay), donde el comercio regional depende en gran medida de camiones que recorren largas distancias. En Argentina, Chile y México, las distancias recorridas por los camiones de mercancías [pueden superar los 100.000 km/año](#), duplicando con creces el promedio mundial.

Aunque la mayoría de los países no disponen de cifras de vehículos que participan en el comercio transfronterizo, los [datos de Brasil](#) muestran que se registraron más de 50.000 camiones extranjeros para circular en el país, casi un tercio de ellos procedentes de Argentina.

La colaboración regional es esencial para el despliegue de tecnologías de movilidad sostenible en el transporte de mercancías por carretera, ya que las rutas de transporte a menudo rebasan las fronteras nacionales. Entre los temas que pueden ser objeto de colaboración regional se encuentran el desarrollo de normas, regulación e infraestructuras para permitir la circulación de vehículos eléctricos de pila de combustible en la región. La hoja de ruta de Costa Rica para el uso de hidrógeno en el transporte identifica el transporte de mercancías por carretera como un área potencial de desarrollo del hidrógeno a nivel nacional y regional, a través del Sistema de Integración Centroamericana (SICA). En América del Sur, el [Grupo de Trabajo sobre Transportes](#) (SGT 5) de Mercosur trabaja para armonizar las normas y los requisitos del transporte internacional en la región.

Un ejemplo de coordinación internacional en el despliegue de infraestructuras de hidrógeno es el primer proyecto de [Infraestructura de Hidrógeno para el Transporte \(HIT, por sus siglas en inglés\)](#) financiado por la Comisión Europea, que se inició en 2012. El objetivo de este proyecto era definir estrategias óptimas para sustituir enclaves de producción y consumo de hidrógeno en zonas densamente pobladas por mercados locales que proporcionen infraestructuras de recarga para apoyar el transporte de larga distancia en corredores estratégicamente seleccionados.

Transporte marítimo y otras modalidades de transporte

Además del transporte por carretera, se están desarrollando diferentes tecnologías para que el hidrógeno sustituya al uso de combustibles fósiles en el transporte marítimo, la aviación y el transporte ferroviario (especialmente en trenes diésel de pasajeros, que no están muy extendidos en la región). El hidrógeno y los combustibles a base de hidrógeno podrían estar entre las pocas tecnologías energéticas no contaminantes que resultan viables para reducir las emisiones asociadas al transporte marítimo de larga distancia y a la aviación, si bien en este último caso se trata de una oportunidad a más largo plazo. Estas tecnologías podrían coexistir con otras tales como los ferris eléctricos, que serían tal vez una opción más idónea para distancias cortas, y pequeños barcos eléctricos que pueden recorrer largas distancias. Actualmente se están desarrollando prototipos de barcos que utilizan amoníaco e hidrógeno en otras regiones: en 2023 podría haber pequeños buques costeros de hidrógeno, mientras que [ya en 2024](#) podrían estar disponibles barcos de amoníaco. En 2020 se constituyó en México la [Alianza P4G - Getting to Zero Coalition](#) con el fin de identificar oportunidades para promover el transporte marítimo sostenible en el país, prestando especial atención a los combustibles, los buques y la infraestructura portuaria con bajas emisiones de carbono.

La demanda de hidrógeno y amoníaco como combustibles para el transporte marítimo en 2030 se mantiene por debajo de las 10 kt en el caso de Referencia y crece hasta casi 50 kt en el caso Acelerado. En ambos casos, una gran parte de dicha demanda se concentra en Panamá, que representó el 2% de las ventas mundiales de combustible para el transporte marítimo internacional en 2018, un dato que refleja la relevancia del país en el comercio marítimo mundial. El gobierno panameño ha [señalado recientemente su ambición](#) de convertir al país en un centro neurálgico de distribución regional de hidrógeno, aprovechando su ubicación estratégica y la infraestructura portuaria existente. También puede

haber otras oportunidades a menor escala en barcazas fluviales de poco tamaño, que suelen transportar mercancías y pasajeros a través de largas distancias, por ejemplo, en las regiones amazónicas de Brasil, Colombia y Perú, donde pequeñas embarcaciones acostumbran a recorrer largos trayectos entre ciudades para dar servicio a zonas escasamente pobladas.

El hidrógeno en el sector eléctrico

Se prevé que dos tendencias principales redefinan el sector eléctrico latinoamericano en las próximas décadas: la integración de una proporción cada vez mayor de energía renovable variable, y cambios en los patrones climáticos que influyen en la disponibilidad de energía hidroeléctrica. Esto dará lugar a una mayor necesidad de flexibilidad, sobre todo para hacer frente a variaciones estacionales e interanuales. La energía hidroeléctrica aporta una elevada proporción de la electricidad en América Latina, [que supera el 45% de la generación total](#) y el 60% de la generación de Brasil, Colombia, Costa Rica, Ecuador y Paraguay (donde su peso es prácticamente del 100%). [La energía hidroeléctrica de América Latina podría estar expuesta a una variabilidad creciente de la disponibilidad de agua](#) como consecuencia de fenómenos meteorológicos extremos y de una mayor oscilación estacional de los caudales. El almacenamiento y la generación de energía basados en el hidrógeno (utilizando celdas de combustible con un inversor o turbinas) podrían conformar una de las tecnologías necesarias para proporcionar flexibilidad y almacenar energía cuando no se encuentren disponibles otras fuentes de electricidad con bajas emisiones de carbono. Al proporcionar almacenamiento estacional a gran escala, el hidrógeno y los combustibles basados en el hidrógeno podrían constituir mejores opciones que los sistemas de almacenamiento de energía con baterías. La capacidad de almacenamiento a largo plazo del hidrógeno también puede ser de utilidad en sistemas en los que, si bien la energía hidroeléctrica no es tan preponderante, hay una gran proporción de otras fuentes de energías renovables con un perfil de generación de carácter estacional, como la energía solar fotovoltaica.

El hidrógeno y los combustibles a base de hidrógeno también pueden permitir una mayor integración de las energías renovables. En varios países de América Latina el peso de las energías renovables variables (principalmente solar fotovoltaica y eólica terrestre) es superior al 10% de la electricidad generada, y en Uruguay alcanzó el 32% en 2019. La combinación de producción y almacenamiento de hidrógeno con su empleo en la generación de electricidad podría proporcionar flexibilidad por el lado de la demanda a la red (cargas interrumpibles), almacenamiento estacional e interanual y generación de electricidad flexible. Esto

contribuiría a balancear la red y complementarías otras tecnologías, como las baterías y los generadores de reserva. El hidrógeno almacenado puede utilizarse para generar electricidad con bajas emisiones de carbono, y el hidrógeno electrolítico puede producirse y almacenarse en momentos de excedente energético cuando, de otro modo, la electricidad renovable sería vertida, bien por exceso de oferta en el sistema o por limitaciones de la red local.

Las aplicaciones del hidrógeno están empezando a aparecer en la planificación a largo plazo del sector eléctrico de algunos países latinoamericanos. El [Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional \(PRODESEN\) 2021-2035](#) de México prevé un despliegue limitado de turbinas de hidrógeno a partir de 2030. El proceso de [Planificación Energética a Largo Plazo de Chile de 2020](#) y el [Plan Energético Nacional 2020-2050 de Colombia](#) también contemplan usos del hidrógeno en el sector eléctrico en sus escenarios más ambiciosos para el clima.

A corto plazo, puede haber oportunidades concretas para el hidrógeno en islas y sistemas aislados, especialmente en aquellos que dependan de combustibles líquidos para la generación de energía, con precios marginales muy elevados. Estos sistemas pueden tener un [costo nivelado de la electricidad superior a 200 dólares por MWh](#) y sufrir problemas de fiabilidad. La electricidad renovable combinada con sistemas de almacenamiento híbridos de hidrógeno y baterías [podría ser la solución más económica](#), siempre que se disponga de energías renovables de buena calidad. Hay tres proyectos en Barbados, Guayana Francesa y México para suministrar a comunidades aisladas electricidad estable y con bajas emisiones de carbono que se encuentran en fase avanzada de planificación, con un total de 66 MW de electrólisis MEP y 15 MW de potencia de celdas de combustible MEP. Barbados tiene el [ambicioso objetivo](#) de que el 100% de la generación de electricidad proceda de energías renovables en 2030 y podría estar a la cabeza de la difícil tarea de descarbonizar el suministro eléctrico insular.

A una escala más pequeña todavía, el hidrógeno de bajas emisiones de carbono también podría sustituir a los combustibles líquidos en [pequeños generadores de energía de reserva](#), que son frecuentes en los grandes edificios comerciales y residenciales de la región.

En cualquier caso, el grado de despliegue del hidrógeno de bajas emisiones de carbono en el sector energético latinoamericano podría variar mucho, dependiendo tanto de las condiciones locales como del desarrollo de las respectivas cadenas de valor. Son varios los factores que influyen en el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones de carbono, como la capacidad local de almacenamiento del elemento, el equilibrio geográfico entre los mejores

recursos para el suministro y la demanda, el régimen de impuestos y la regulación, y la capacidad de readaptar y utilizar las instalaciones de generación existentes con combustibles ricos en hidrógeno de forma rentable. Además, el desarrollo de las cadenas de suministro de hidrógeno para otros usos finales, como la industria y el transporte, puede tener un impacto en los costes de producción que incida en la adopción del hidrógeno de bajas emisiones de carbono en el sector energético de América Latina.

El hidrógeno en los edificios

El hidrógeno puede suministrarse a los edificios de dos maneras: mezclando hidrógeno con gas en las redes de gas existentes y utilizando hidrógeno puro en infraestructuras específicas para este elemento. Esta última opción se presenta como una oportunidad a más largo plazo (más allá de 2030) que la primera. Una posible estrategia de transición es establecer una proporción obligatoria de gases con bajas emisiones de carbono (como el hidrógeno y el biometano) en la mezcla suministrada a través de la red de gas. Esto fomentaría la producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono al crear demanda de un modo artificial, utilizando redes de gas existentes hasta que se desarrolle una infraestructura específica para el hidrógeno. El uso de hidrógeno en edificios debe estar supeditado a normas estrictas de seguridad para garantizar la protección de los consumidores y la aceptabilidad por parte de éstos. Como el hidrógeno de bajas emisiones de carbono actualmente es más caro que el gas natural en la mayoría de los países, harían falta medidas adicionales para evitar el impacto negativo que supondría el aumento de las facturas de los suministros para los usuarios finales.

La tolerancia a la mezcla de hidrógeno de la red y de todos los equipos de uso final posteriores al punto de inyección varía enormemente, y el gestor de la red debe realizar una evaluación técnica detallada para identificar las zonas de la red con mayor tolerancia y, por tanto, más adecuadas para la mezcla de hidrógeno.

El uso del gas natural en los edificios no está muy extendido en América Latina, ya que la demanda de calefacción suele ser baja y las redes de distribución de gas son limitadas. La única excepción destacable es Argentina, donde el gas natural representa alrededor del 60% de la demanda de energía residencial, y más del [50% se utiliza en calefacción](#) (especialmente en las regiones frías), y está sujeto a una fuerte estacionalidad.

La mejora de la eficiencia energética en las tecnologías de uso final y la electrificación de la calefacción serán fundamentales para reducir las emisiones de los edificios, y las bombas de calor alcanzarán niveles de eficiencia superiores

a los de otras alternativas con bajas emisiones de carbono. Por ejemplo, normalmente se necesita una cantidad de electricidad baja en emisiones de carbono [cinco veces](#) mayor para calentar un hogar con hidrógeno electrolítico que con una bomba de calor. Sin embargo, el hidrógeno puro podría ser una solución interesante en zonas de alta densidad, sobre todo cuando los edificios sean antiguos y se necesite una mayor flexibilidad de la red eléctrica.

Producción de hidrógeno en América Latina: opciones de despliegue a mayor escala

Hidrógeno de bajas emisiones de carbono obtenido con la infraestructura existente de combustibles fósiles

Las modalidades actuales de producción de hidrógeno provocan emisiones considerables en América Latina. La adaptación de los centros de producción existentes con sistemas para la captura, la utilización y el almacenamiento de carbono podría contribuir a reducir las emisiones y aprovechar, al mismo tiempo, las instalaciones e infraestructuras industriales existentes.

A corto plazo, podría haber una oportunidad para descarbonizar la producción de hidrógeno en refinerías de petróleo que utilizan el proceso de reformado de metano con vapor (RMV) para producir hidrógeno, y en las plantas de amoníaco sin producción simultánea de urea. En 2019, estas aplicaciones supusieron 2.200 kt de demanda de hidrógeno puro y 19,5 Mt de emisiones de CO₂. Dependiendo de las características del proceso, muchas de estas emisiones se liberan en flujos de alta concentración, lo que podría implicar bajos costos de captura de carbono. Las plantas de amoníaco de la región suelen tener mayores necesidades de hidrógeno que las refinerías de petróleo, y esto podría permitir ahorros derivados de las economías de escala, especialmente en CCUS, siempre que esta opción sea técnicamente viable en la ubicación de las plantas.

La adaptación de plantas de RMV existentes con sistemas CCUS depende de tecnologías que se encuentran actualmente en la fase inicial de despliegue, pero las oportunidades están limitadas principalmente por la disponibilidad (y el costo) de instalaciones adecuadas de transporte y almacenamiento de CO₂. A pesar de estos retos, el reequipamiento de grandes plantas de amoníaco con técnicas CCUS podría brindar una oportunidad a corto plazo para aumentar significativamente la producción de hidrógeno bajo en carbono en la región, al tiempo que se aprovecha la infraestructura existente para exportar amoníaco bajo en carbono. Sin embargo, esta oportunidad depende fundamentalmente de la demanda mundial de amoníaco bajo en carbono, así como de los procesos de

certificación. Puesto que la demanda de hidrógeno para el refinado de petróleo y la producción de amoníaco va a aumentar en la próxima década, los proyectos de construcción de nueva capacidad de producción basada en combustibles fósiles podrían incluir CCUS desde los primeros diseños o considerar la aplicación de tecnologías emergentes, en función de su grado de desarrollo.¹²

Recuadro 3 Utilización de bioenergía para producir hidrógeno

El desarrollo del biogás y el biometano puede apoyar el proceso de despliegue a mayor escala del hidrógeno en la región y desempeñar un cometido importante en la transición hacia energías limpias en América Latina. La vía de producción más habitual es la digestión anaeróbica de residuos urbanos o rurales para producir biogás que posteriormente se transforma en biometano, cuya composición es casi idéntica a la del gas natural. La región tiene un [gran potencial](#) para producir biometano a partir de diferentes fuentes. [El potencial del biometano de Brasil](#) podría representar por sí solo el 12% del total mundial.

El biogás puede intervenir en la descarbonización de la producción actual de hidrógeno de dos maneras, sobre todo en lugares sin posibilidad de acceso a otras fuentes competitivas de hidrógeno de bajas emisiones de carbono.

En primer lugar, el biometano puede utilizarse en la producción existente de hidrógeno a base de gas natural, ya que es intercambiable con el gas natural, se apoya en tecnologías disponibles en el mercado y permite reducir las emisiones fósiles de CO₂ y metano. La mezcla con biometano puede reducir aún más las emisiones, que podrían llegar incluso a ser negativas en función de las proporciones de mezcla, cuando se combina con CCUS. Además, la inyección de hidrógeno en digestores anaeróbicos puede aumentar la producción de biometano mediante la metanización biológica del hidrógeno.

En segundo lugar, la biomasa puede gasificarse para producir un gas de síntesis, que ofrece otra vía de producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono. Se pueden utilizar diferentes fuentes de biomasa y residuos para producir gas de síntesis. Aunque esta vía podría estar más cerca de la madurez tecnológica que otras tecnologías, actualmente se limita a unas pocas aplicaciones de I+D a pequeña escala y necesita un mayor desarrollo para llegar a estar disponible comercialmente.

También se está estudiando en la región el uso de biocombustibles líquidos para la producción de hidrógeno. En Argentina se está probando una celda de

¹² Incluyendo los reformadores autotérmicos, en la fase inicial de despliegue, y la pirólisis de metano, en la fase de prototipo.

combustible de óxido sólido para la generación de electricidad utilizando el hidrógeno procedente del reformado de bioetanol.

Una de las principales ventajas del uso del biogás es la posibilidad de obtener otros beneficios además de la reducción de las emisiones. Las plantas de digestión anaeróbica permiten la recuperación de nutrientes (producción de fertilizantes bajos en carbono), desarrollan cadenas de suministro locales, a menudo en zonas rurales, promueven una economía circular y mitigan la contaminación local. Recientes análisis del [ciclo de vida en Brasil](#) han sugerido incluso la posibilidad de utilizar estas tecnologías, en combinación con técnicas CCUS, para lograr emisiones negativas.

El biometano y el hidrógeno utilizan muchas tecnologías y servicios de la cadena de suministro de gas natural, y ambos pueden aprovechar la demanda y la infraestructura de gas existente para acelerar su despliegue. Estas sinergias deberían tenerse en cuenta a la hora de desarrollar políticas, regulación y medidas de apoyo para promover uno o ambos como gases con bajas emisiones de carbono.

Oportunidades para las tecnologías CCUS en América Latina

Las tecnologías de captura, almacenamiento y utilización (CCUS) de carbono son fundamentales para encarrilar los sistemas energéticos de todo el mundo hacia la sostenibilidad. Estas tecnologías pueden desempeñar un papel estratégico como vía rentable para la producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono (a su vez una solución para las emisiones más difíciles de abatir en sectores como la industria pesada), para eliminar el carbono de la atmósfera y para combatir las emisiones de los activos energéticos existentes. El CCUS está atrayendo cada vez más atención en América Latina y en todo el mundo, en paralelo al creciente interés por el hidrógeno de bajas emisiones de carbono. El renovado impulso del CCUS, [identificado por la AIE en 2020](#), ha sido promovido por el fortalecimiento de los compromisos climáticos de los gobiernos y la industria, entre los que se incluyen ambiciosos objetivos de emisiones netas nulas.

El desarrollo del CCUS en América Latina pone de manifiesto tanto la oportunidad que existe como la necesidad de un mayor apoyo por parte de los gobiernos, la industria y los actores financieros para que estas tecnologías puedan contribuir a la descarbonización regional. Si bien en muchas economías de la región la

experiencia y la preparación en materia de CCUS son limitadas, se han producido avances importantes. México, con el apoyo del Banco Mundial, ha emprendido estudios de viabilidad de proyectos piloto que aplican técnicas CCUS a la generación de electricidad a partir de gas, Trinidad y Tobago tiene experiencia en la inyección de CO₂ para la recuperación mejorada de petróleo (RMP) y el proyecto Haru Oni, en Chile, pretende combinar CO₂ procedente de la captura directa en el aire e hidrógeno electrolítico para producir metanol sintético y gasolina. Los países con una gran producción de biocombustibles podrían tener la oportunidad de utilizar las emisiones de CO₂ asociadas para producir combustibles líquidos utilizando carbono biogénico e hidrógeno (bajo en carbono).

En Brasil se halla la única instalación comercial de CCUS de América Latina: el proyecto de captura y almacenamiento de carbono del yacimiento petrolífero presalino de la cuenca de Santos de Petrobras. Se trata del único proyecto de RMP marino en funcionamiento en el mundo. Desde 2013 se separa el CO₂ del gas extraído con el petróleo de dos yacimientos de aguas ultra profundas a 300 km de la costa de Río de Janeiro. Alrededor de 3 Mt de CO₂ se reinyectan al año en el cercano depósito presalino para RMP a unos 5-7 km por debajo del nivel del mar. Si bien este proyecto reduce las emisiones del sector energético, no captura las emisiones vinculadas a la quema de combustibles fósiles, que sería precisamente la mayor contribución que el CCUS podría hacer a la descarbonización.

Mapa de concentraciones de emisiones

Los enfoques regionales para el despliegue de sistemas CCUS, incluyendo la selección de polos industriales con infraestructura compartida de transporte y almacenamiento de CO₂, podrían favorecer economías de escala y acelerar la adopción de tecnologías CCUS en América Latina. Las aglomeraciones industriales en puertos y polos industriales de América Latina poseen potencial como centros de captura de CO₂ con posibilidad de acceso a recursos de almacenamiento de CO₂ en alta mar. Muchos de los actores industriales que ya se encuentran en fases avanzadas de desarrollo de proyectos CCUS en centros neurálgicos de Europa (entre ellos, el proyecto Longship de Noruega, el proyecto Porthos de los Países Bajos y el proyecto Net Zero Teesside del Reino Unido) están activos en estas aglomeraciones industriales. América Latina podría beneficiarse de su experiencia para desarrollar esta tecnología en la región. En 2021, tres puertos sudamericanos (Bahía Blanca en Argentina, Pecém en Brasil y Mejillones en Chile) se sumaron a la Coalición Global de Puertos de Hidrógeno de la iniciativa relativa al hidrógeno del foro Clean Energy Ministerial.

Tabla 4 Potencial del CCUS en países seleccionados de América Latina

Región	Emisiones de la producción de H ₂ en 2019 (principales usos finales)	Preparación para el CCUS*	Oportunidades seleccionadas
Trinidad y Tobago	16 Mt CO ₂ /a (productos químicos, DRI)	Media: considerable experiencia en la inyección de CO ₂ para RMP; fuentes de CO ₂ concentradas en las proximidades de potenciales emplazamientos para el almacenamiento de CO ₂	Posible centro neurálgico en el polígono industrial de Point Lisas; almacenamiento asociado a la RMP
México	6 Mt CO ₂ /a (refino de petróleo, DRI, productos químicos)	Media: se han iniciado programas piloto con el apoyo del Banco Mundial, pero la experiencia es limitada	Las refinerías y las actuaciones de modernización previstas podrían incluir la captura de CO ₂ de la producción de hidrógeno y electricidad
Brasil	4 Mt CO ₂ /a (refino de petróleo, productos químicos)	Alta: proyecto CCUS de gran escala operativo	Agrupaciones industriales en los estados de Río de Janeiro, Pernambuco y Ceará
Argentina	3 Mt CO ₂ /a (productos químicos, refino de petróleo, DRI)	Baja-media: Atlas de CCS para Argentina en preparación	Aglomeraciones industriales en el Puerto de Bahía Blanca y en el Puerto de Campana-Zárate
Chile	2 Mt CO ₂ /a (productos químicos, refino de petróleo)	Baja: Proyecto de e-Combustibles en desarrollo	Potencial centro neurálgico cerca de las instalaciones de producción de metanol en Cabo Negro, Magallanes
Colombia	1 Mt CO ₂ /a (refino de petróleo, productos químicos)	Baja: experiencia/iniciativas limitadas	Aglomeración industrial en el Puerto de Cartagena

* Alta = potencial para el despliegue de CCUS a gran escala y a corto plazo (menos de 5 años) debido a la capacidad de almacenamiento disponible (no necesariamente conectada a infraestructura) y a la experiencia existente en operaciones de almacenamiento relacionadas con el CCUS; Media = potencial para el despliegue de CCS a medio plazo (al cabo de 5 a 10 años) debido a la capacidad de almacenamiento disponible y a la experiencia limitada en operaciones de almacenamiento vinculado al CCUS; Baja = preparación limitada para el despliegue a gran escala de CCUS (dentro de más de 10 años) y poca o ninguna experiencia en operaciones de almacenamiento relacionadas con el CCUS.

Recuadro 4 Desarrollo y potencial del CCUS en Trinidad y Tobago

Trinidad y Tobago tiene una gran oportunidad para implantar CCUS gracias a su experiencia en la inyección de CO₂ para RMP y a un gran sector petroquímico con flujos concentrados de residuos de CO₂ que ofrecen [la posibilidad de captura a un costo relativamente bajo](#). Aunque los proyectos de captura se limitan actualmente a un proyecto piloto que inyecta entre 10 y 20 toneladas diarias en un yacimiento de petróleo y gas en tierra, el [país ha participado en la RMP](#) de CO₂ en algunas de sus operaciones desde que se realizaron las primeras pruebas en 1972. El país es uno de los mayores exportadores mundiales de amoníaco y metanol, cuya producción genera del orden de 15 Mt de CO₂ al año en más de 10 plantas. Muchas de estas instalaciones están agrupadas en el polígono industrial de Point Lisas, y podrían constituir la base de un posible centro de captura de CO₂, que se transportaría a los yacimientos de petróleo y gas cercanos para su almacenamiento permanente en alta mar.

Una [revisión de la normativa de 2012](#) determinó que los marcos legales y regulatorios vigentes para el sector del petróleo y el gas, con la incorporación de ciertos procesos adicionales de autorización regulatoria, podrían utilizarse para aprobar la realización de proyectos de CCUS. El proyecto [CO₂ Emission Reduction Mobilization \(CERM\)](#), puesto en marcha en 2017, ha reunido a varias partes interesadas clave para el avance del CCUS en el país. En febrero de 2021, el Ministerio de Energía e Industrias Energéticas [estableció](#) el Comité Directivo de Captura de Carbono y Recuperación Mejorada de Petróleo con CO₂, encargado de gestionar la ejecución de proyectos de RMP con CO₂ a gran escala. Dos universidades locales también han propuesto conjuntamente desarrollar un Atlas Nacional de Almacenamiento de Dióxido de Carbono a partir de 2021, que sería financiado por el Estado y se completaría en dos años. El país está evaluando actualmente opciones para implantar la fijación de un precio para el carbono, que podría actuar como un valioso incentivo para el CCUS.

Hidrógeno de bajas emisiones de carbono obtenido mediante electrólisis

Oportunidades para el despliegue inicial

La electrólisis del agua, proceso electroquímico en el que las moléculas de agua se dividen en hidrógeno y oxígeno mediante la aplicación de una corriente eléctrica, es una vía adicional de producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono, siempre que la electricidad utilizada sea, a su vez, baja en carbono.

Aunque los electrolizadores son una tecnología bien conocida y utilizada desde hace mucho tiempo en diversos sectores industriales, es probable que la ampliación de su despliegue para cumplir los objetivos energéticos y climáticos requiera reducciones de costos y mejoras en la eficiencia, así como otras características técnicas.

El uso de tecnologías de electrólisis del agua sigue siendo muy limitado en América Latina, ya que representó menos del 0,3% de la producción total de hidrógeno en 2019. El mayor electrolizador de la región es una unidad de agua alcalina de 25 MW que se utiliza para la producción de nitrato de amonio en Perú desde 1965. Actualmente se están desarrollando y ampliando varias tecnologías de electrólisis del agua, como la electrólisis alcalina, la membrana electrolítica de polímero y las celdas de electrólisis de óxido sólido, en orden de madurez tecnológica decreciente.¹³ En América Latina ya funcionan algunos electrolizadores, pero aún no se ha visto un despliegue a gran escala en la región.

Al igual que en el caso de la producción con bajas emisiones de carbono obtenida a partir de combustibles fósiles, la demanda de hidrógeno existente podría apoyar una ampliación inicial de la escala de producción de hidrógeno electrolítico con electricidad de bajas emisiones de carbono. El reformado de metano con vapor (RMV) utilizado para producir hidrógeno para el refinado de petróleo y para la producción de amoníaco sin transformación simultánea en urea podría ofrecer una oportunidad clave de aumentar la producción de hidrógeno electrolítico de aquí a 2030, a pesar de los retos tecnológicos que persisten.

El hidrógeno electrolítico podría sustituir parte de la producción RMV, reduciendo las necesidades de gas natural y las emisiones, pero sólo si se obtiene utilizando electricidad con baja emisión de carbono. Dependiendo de los procedimientos de certificación, esto podría dar lugar a patrones de producción de hidrógeno que reflejen la variabilidad de la energía eólica y solar fotovoltaica (en menor medida si se utiliza energía hidroeléctrica o nuclear, o una combinación de fuentes de bajas emisiones de carbono). En una fase inicial, la producción variable de hidrógeno electrolítico podría incorporarse utilizando la flexibilidad del RMV y el proceso completo. Más allá del límite de flexibilidad (la cantidad máxima de hidrógeno puro que el proceso puede absorber sin requerir inversión adicional), la utilización de hidrógeno electrolítico necesitaría inversión en infraestructura de almacenamiento para garantizar la continuidad de las operaciones.

A corto plazo, algunos países latinoamericanos podrían aprovechar sus sistemas de generación con alta presencia de energías renovables para apoyar la

¹³ <https://www.iea.org/articles/etp-clean-energy-technology-guide>.

producción de hidrógeno electrolítico a pequeña escala y probar nuevas tecnologías de uso final. En 2019 Costa Rica, Uruguay y Paraguay generaron más del 98% de su electricidad con energías renovables, mientras que este porcentaje fue superior al 70% en Brasil, Colombia y Ecuador. Pueden surgir excedentes ocasionales de generación con bajas emisiones de carbono a nivel de sistema (debido a la existencia de sobrecapacidad renovable) o localmente (debido a limitaciones de la red), que podrían sustentar proyectos piloto y esfuerzos de despliegue inicial, pero tendrían que complementarse con capacidad renovable adicional (situada o no en el mismo emplazamiento) para lograr niveles de producción de hidrógeno más elevados.

Recuadro 5 Costos de producción de hidrógeno

La producción de hidrógeno a partir de gas natural sin medidas de mitigación mediante el proceso de RMV es actualmente la tecnología más económica y madura, lo que la convierte en la vía de suministro más utilizada con diferencia. Si bien la fijación de un precio al carbono contribuirá a reducir la diferencia de costos frente a otras vías con menos emisiones de carbono, el costo nivelado de la producción de hidrógeno (LCOH, por sus siglas en inglés)¹⁴ a partir de tecnologías con bajas emisiones de carbono, como el RMV o el reformado autotérmico (ATR, por sus siglas en inglés) en combinación con el CCUS, o la electrólisis del agua, también tendría que disminuir considerablemente desde los niveles actuales. En la actualidad estas opciones son bastante más caras que el hidrógeno procedente de combustibles fósiles sin medidas de mitigación. Hay varios factores que influyen en los costos de producir hidrógeno, como el gasto de inversión en electrolizadores y otros equipos, los costos de capital y, sobre todo, los costos de la energía (electricidad o combustibles fósiles). Se calcula que en 2020 la energía representó el 45% del costo total del RMV/ATR más el CCUS y el 55-75% de la electrólisis del agua. Las modalidades no electrolíticas están sujetas además a costos adicionales por la captura y el almacenamiento de carbono, así como al precio del carbono aplicado a las emisiones no retenidas.

Aunque la necesidad de CCUS hace que el hidrógeno bajo en carbono obtenido a partir combustibles fósiles resulte más caro que la producción tradicional intensiva en emisiones, la fijación del precio del carbono contribuye a reducir esa brecha entre ambos. Un precio del carbono de 60 dólares por tonelada de CO₂, similar a los niveles alcanzados en el marco del régimen de comercio de derechos de emisión (RCDE) de la UE en mayo de 2021, habría hecho que la producción con CCUS fuera prácticamente competitiva frente a la producción sin medidas de

¹⁴ El LCOH calcula cuánto costaría producir cada kilogramo de hidrógeno teniendo en cuenta los costos de inversión, los costos operativos y la producción de hidrógeno prevista.

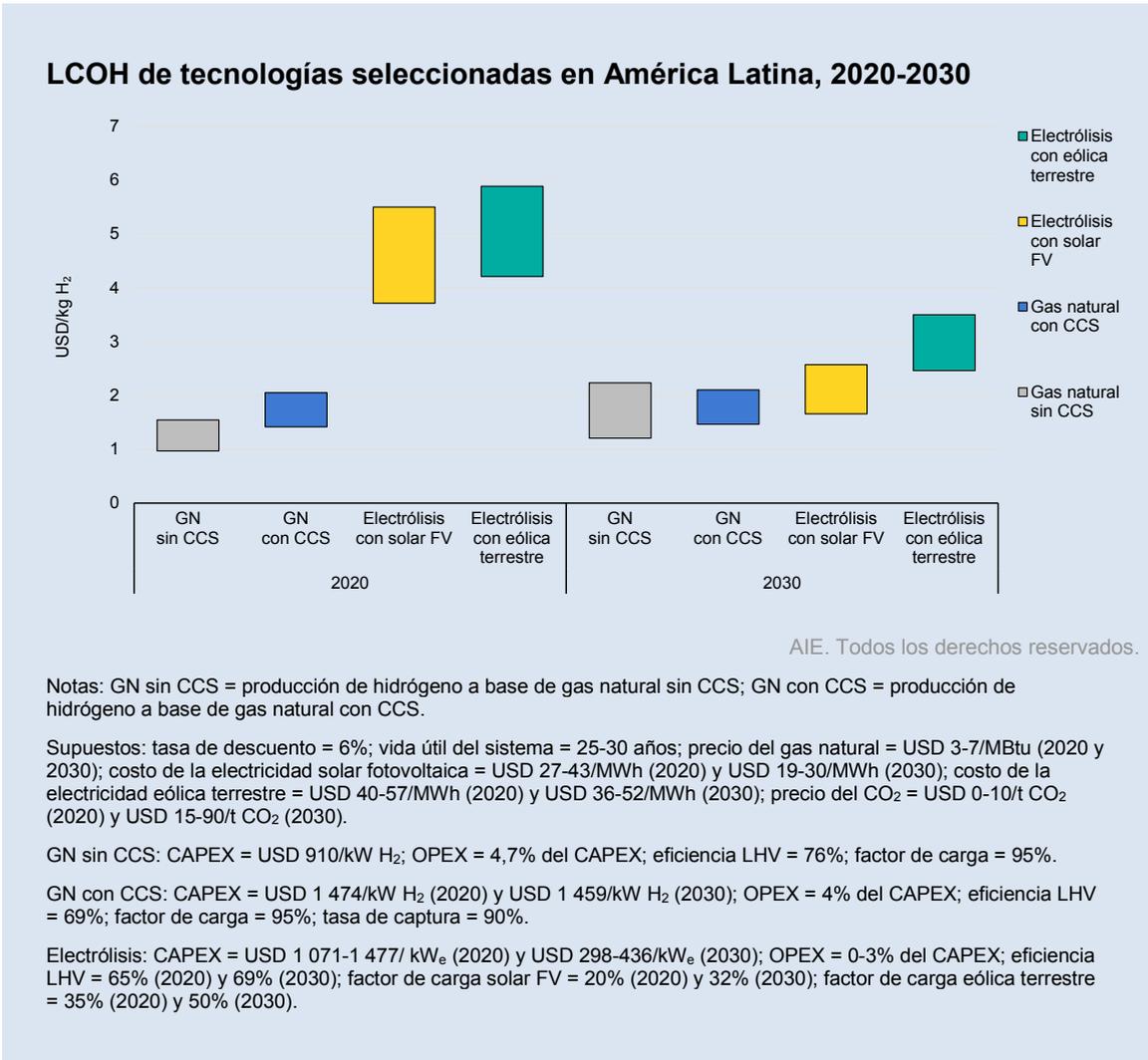
mitigación en 2020. Los programas de certificación y la creación de demanda de hidrógeno bajo en carbono y de productos derivados podrían ayudar a eliminar parte de la diferencia de precios restante. Para la producción de hidrógeno con energías renovables variables, los emplazamientos con recursos eólicos y solares fotovoltaicos de alta calidad¹⁵ podrían ofrecer [los costos de suministro de electricidad más bajos](#) y el mayor número de horas de actividad.

Aunque [las necesidades de agua para la producción de hidrógeno son limitadas](#), el suministro de agua en proyectos ubicados en zonas con altos niveles de estrés hídrico, como el desierto de Atacama, podría depender de tecnologías como la desalinización del agua. Si bien esto encarece el suministro de agua, su impacto en los costos totales del hidrógeno es menor.

En última instancia, cualquiera que sea la tecnología utilizada, los costos de producción de hidrógeno vendrán determinados por los precios de la energía, ya se trate de combustibles fósiles o de electricidad con bajas emisiones de carbono, y los costos de CCUS (cuando corresponda), los costos de capital y los efectos de la fijación de un precio para el carbono contribuirán en una medida relativamente menor. Hoy en día, la producción con RMV/ATR combinada con CCUS es más competitiva que la electrólisis del agua con energías renovables variables en muchos lugares, especialmente en países con acceso a un suministro de gas de bajo costo. Sin embargo, se estima que la caída de costos será más rápida en la vía de la electrólisis del agua de aquí a 2030, en la medida que los precios de las energías eólica y solar fotovoltaica sigan bajando y el costo de los electrolizadores disminuya gracias al incremento de la capacidad de producción, sacando provecho de economías de escala y el efecto aprendizaje.

A partir de datos de las últimas licitaciones de energía renovable de gran escala de cada país, y utilizando valores mundiales para otros parámetros, hemos estimado un rango para el LCOH de la electrólisis del agua con energía renovable para 2030.

¹⁵ Lugares donde la alta irradiación solar y la velocidad media del viento se traducen en factores de capacidad elevados para los proyectos de energía solar fotovoltaica y eólica terrestre, respectivamente.



Incremento de la producción de hidrógeno electrolítico

En la próxima década, América Latina tendrá que tomar medidas para descarbonizar la producción actual para los usos que ya existen y garantizar que las nuevas fuentes de demanda se satisfagan únicamente con hidrógeno de bajas emisiones de carbono. A mediano y largo plazo, podría surgir una demanda adicional de hidrógeno de bajas emisiones de carbono procedente de mercados de exportación de fuera de la región. Los productores latinoamericanos podrían acceder a estos mercados una vez que hayan desarrollado una producción competitiva de hidrógeno de bajas emisiones de carbono (para satisfacer la demanda nacional en una primera fase), hayan adoptado procesos de certificación reconocidos internacionalmente y sean capaces de incrementar la producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono.

Para 2030 podrían establecerse las primeras rutas comerciales de hidrógeno; Europa y Asia son dos destinos potenciales para el hidrógeno de bajas emisiones

de carbono de América Latina. Un estudio de la AIE sugiere necesidades de importación en el noroeste de Europa de entre 200 kt y 1.000 kt de H₂/año hacia 2030.¹⁶ La Estrategia Básica del Hidrógeno de Japón estima que el país necesitará importar unas 300 kt/año de hidrógeno para 2030.¹⁷ América Latina podría enfrentarse a una fuerte competencia de otras regiones interesadas en abastecer estos mercados, como el norte de África, Oriente Medio, Eurasia y Australia.

La producción de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua utilizando electricidad con bajas emisiones de carbono podría resultar cada vez más atractiva en comparación con otras modalidades de producción con bajas emisiones de carbono, a medida que las tecnologías de generación renovable y los electrolizadores se vuelvan más asequibles y los requisitos de certificación evolucionen, favoreciendo potencialmente al hidrógeno con cero emisiones frente a otras alternativas con bajas emisiones de carbono. Estas tecnologías podrían desempeñar un papel importante en la satisfacción de una proporción creciente de la demanda de hidrógeno de bajas emisiones de carbono a largo plazo.

Para producir hidrógeno con bajas emisiones de carbono a mayor escala será necesaria una inversión significativa en nueva capacidad de generación de energía renovable (o con bajas emisiones de carbono) en casi todos los países, sobre todo para garantizar que el uso de esta electricidad limpia para alimentar los electrolizadores no provoque emisiones adicionales en otros puntos del sistema. Esta nueva capacidad de generación podría estar ubicada junto a la producción de hidrógeno, dependiendo de los costos y, quizás, de los requisitos de certificación. En el caso de que la generación de electricidad no esté localizada junto a las instalaciones de electrólisis del agua, podría requerirse una inversión adicional en infraestructura de transporte para garantizar que la energía con bajas emisiones de carbono llegue a los electrolizadores, además de la importante infraestructura de transporte ya necesaria para apoyar el despliegue en curso de energías renovables variables.

Para asegurar que este hidrógeno de bajas emisiones de carbono llegue a los usuarios finales, será preciso invertir adicionalmente en infraestructuras, por ejemplo, para almacenamiento de hidrógeno y transporte terrestre y marítimo. Muchas opciones dependen de tecnologías que no están plenamente desarrolladas o no se encuentran disponibles aún a la escala adecuada. Las aplicaciones nacionales suelen requerir hidrógeno, mientras que los países importadores podrían preferir amoníaco, puesto que la tecnología para su transporte está madura. Los actuales productores de amoníaco de la región podrían aprovechar las instalaciones de producción y exportación existentes

¹⁶ <https://www.iea.org/reports/hydrogen-in-north-western-europe>

¹⁷ https://www.meti.go.jp/english/press/2017/1226_003.html

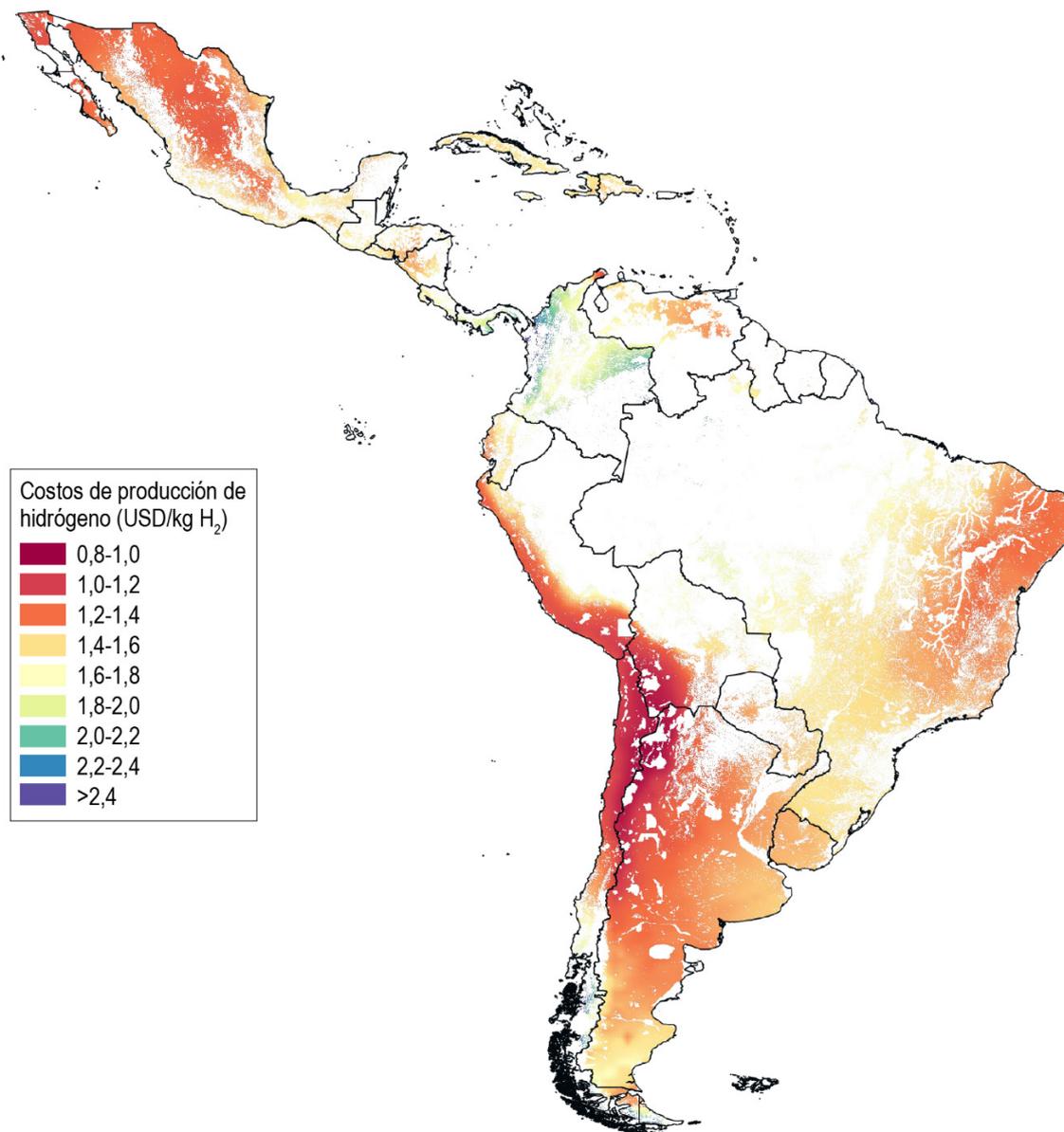
(principalmente en Trinidad y Tobago), mientras que otros países podrían necesitar nuevas instalaciones.

Las necesidades de infraestructuras de transporte, en especial, aumentarán a medida que el uso del hidrógeno se extienda a nuevos sectores. La demanda podría crecer inicialmente en los llamados "valles de hidrógeno" (ecosistemas de suministro y demanda), concentrando uno o varios usos del hidrógeno en un polo industrial, un puerto, una ciudad o una región, de forma que se requiera un desarrollo limitado de infraestructuras en distancias cortas (algo que ya se ve en algunas partes del mundo, como el noroeste de Europa y el Golfo de México). A más largo plazo, cuando el hidrógeno penetre en sectores con una demanda más dispersa (como la del transporte por carretera y los edificios), serán necesarias redes de transporte de hidrógeno más extensas, que incluso atraviesen fronteras nacionales. Este proceso puede inspirarse en los avances realizados en otras regiones, como la Unión Europea, donde la asociación de operadores de sistemas de transporte de gas está desarrollando la iniciativa European Hydrogen Backbone para adaptar gran parte de la red de gas de la región al transporte de hidrógeno puro. Reacondicionar las redes de transporte de gas natural existentes para el hidrógeno puro puede ser hasta un [85-90% más barato](#) que construir redes nuevas. En América Latina, algunos gasoductos están infrautilizados en la actualidad y, a largo plazo, podría resultar atractiva su reconversión; este es el caso de los gasoductos que unen el extremo sur y el extremo norte de Chile y Argentina, dos zonas privilegiadas para la producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono.

Gracias a sus abundantes recursos renovables de alta calidad, que a menudo son complementarios, América Latina tiene potencial para producir grandes cantidades de hidrógeno de bajo costo a partir de electricidad renovable a largo plazo (2050). Aunque muchas partes de la región podrían alcanzar precios competitivos en este horizonte temporal, los costos de producción más bajos posiblemente se encuentren en el sur de la Patagonia (Argentina y Chile) y en la región de Atacama (Argentina, Bolivia, Chile y Perú), así como en el noroeste de México y el noreste de Brasil, entre otros muchos lugares. Estas regiones suelen estar alejadas de los grandes centros de demanda de hidrógeno actuales (como las aglomeraciones industriales), por lo que la infraestructura de transporte necesaria para aumentar la escala de producción es mayor. A largo plazo, América Latina podría contar con una superficie de más de 800.000 km² donde el LCOH por electrólisis no llegue a 1 USD/kg de H₂ utilizando un suministro de energía híbrido.¹⁸

¹⁸ Se excluyen del cálculo las zonas protegidas, los lagos, los ríos y las zonas muy escarpadas.

Figura 11 LCOH mediante electrólisis alimentada con energía híbrida solar fotovoltaica y eólica terrestre, América Latina, 2050



AIE. Todos los derechos reservados.

Notas: Este mapa no conlleva perjuicio alguno respecto al estatus o la soberanía de cualquier territorio, a la delimitación de fronteras y límites internacionales, ni al nombre de cualquier territorio, ciudad o área.

Supuestos: CAPEX electrolizador = USD 232-341/kW (eólica terrestre y solar fotovoltaica); CAPEX solar fotovoltaica = USD 325/kW; CAPEX eólica terrestre = USD 1.200/kW; eficiencia electrolizador LHV = 74%; OPEX electrolizador = 3% del CAPEX; vida útil del sistema = 33 años; tasa de descuento = 6%.

Zonas administrativas (fronteras) basadas en: GADM, versión 1.0, <https://www.diva-gis.org/gdata>.

Conjuntos de datos meteorológicos: Datos eólica: Servicio de Cambio Climático Copernicus (2020), datos por hora de ERA5 en niveles simples desde 1970 hasta la actualidad, <https://doi.org/10.24381/cds.adbb2d47>, Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a Medio Plazo. Solar fotovoltaica: renewables.ninja, www.renewables.ninja.

Zonas de exclusión basadas en: ESA y UCL (2011), *GLOBCOVER 2009: Products description and validation*; USGS (1996), *Global 30 Arc-Second Elevation (GTOPO30)*; Global Lakes and Wetlands Database (GLWD): Lehner y Döll (2004), "Development and validation of a global database of lakes, reservoirs and wetlands", *Journal of Hydrology*, Vol. 296, números 1-4, 20 de agosto de 2004, pp. 1-22; FAO-UNESCO (2007), *The Digital Soil Map of the World*; WDPA (2020), actualización de diciembre de 2020 del WDPA y WD-OECM, <https://www.protectedplanet.net/en/resources/december-2020-update-of-the-wdpa-and-wd-oecm>.

Políticas para el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones de carbono en América Latina

Para aprovechar todo el potencial de descarbonización del hidrógeno y las oportunidades económicas asociadas, América Latina tendrá que desarrollar nuevas instalaciones de producción con bajas emisiones de carbono. Sin embargo, eso no será suficiente y habrá de desplegar también tecnologías emergentes que posibiliten diversos usos finales del hidrógeno, así como su transporte, almacenamiento y comercio internacional; todo un reto para los responsables de formulación de políticas públicas de la región.

Los capítulos anteriores han ilustrado los sólidos argumentos a favor del hidrógeno de bajas emisiones de carbono en América Latina, así como los desafíos y las oportunidades que existen en diferentes sectores y lugares a corto y largo plazo. Para aprovechar este potencial, los responsables de formulación de políticas públicas deberán llevar a cabo una serie de acciones políticas y regulatorias cuidadosamente diseñadas a medida, teniendo presentes sus prioridades estratégicas.

Estrategias y hojas de ruta nacionales

Las estrategias y hojas de ruta nacionales son imprescindibles para orientar el desarrollo del hidrógeno hacia los sectores y las aplicaciones más relevantes en el caso de cada país, para identificar oportunidades a corto, medio y largo plazo, y para determinar los requisitos normativos, de infraestructura y de formación asociados. Asimismo, deben presentar una visión del lugar que ocupará el país en el futuro panorama mundial del hidrógeno, y tener en cuenta los avances de otros países de la región y de fuera de ella y aprovechar la complementariedad que pueda existir con ellos. Las estrategias nacionales también pueden complementarse con programas a nivel subnacional, especialmente en países federales como Argentina, Brasil y México.

Por el lado de la demanda, los futuros usos finales deberán examinarse a la luz de su potencial de reducción de emisiones a largo plazo, la disponibilidad y competitividad de las opciones alternativas de descarbonización y los niveles de madurez de las principales tecnologías de uso final. Por lo que respecta a la

producción, deben seleccionarse las tecnologías de producción con bajas emisiones de carbono más adecuadas teniendo en cuenta la producción de hidrógeno existente, la disponibilidad y competitividad de electricidad renovable o de combustibles fósiles, y la disponibilidad de transporte y emplazamientos para el almacenamiento de CO₂.

Los responsables de formulación de políticas deben establecer objetivos ambiciosos pero creíbles, derivados de un análisis riguroso, para movilizar a las partes interesadas y atraer inversión. Los objetivos no deben centrarse únicamente en la producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono, sino también en los parámetros clave del lado de la demanda, como la demanda anual en las principales aplicaciones industriales o el parque de vehículos eléctricos de celda de combustible y la red de estaciones de carga de hidrógeno. Para hacer un seguimiento de los avances, será necesario desarrollar indicadores, procesos de recolección de datos y metodologías.

Los gobiernos deben asegurarse de que estos documentos estratégicos se ajusten a la estrategia energética en su conjunto y complementen otras políticas y programas de energías no contaminantes. Dada la versatilidad del hidrógeno, que tiene aplicaciones en todos los sectores que consumen energía, el desafío consistirá en identificar la convergencia y las sinergias entre políticas y programas, y sacar partido de ellas.

Las estrategias de hidrógeno establecidas, así como los estudios y procesos de elaboración de hojas de ruta en curso en la región, ya están contribuyendo a clarificar en mayor medida estas prioridades estratégicas para cada país y permitiendo a los responsables de formulación de políticas establecer hitos para el despliegue futuro. La hoja de ruta costarricense de 2018 para el uso de hidrógeno en el transporte estableció un marco legal para que las entidades públicas comenzaran a desarrollar actividades relacionadas con el hidrógeno e identificó el parque móvil público como un primer objetivo de desarrollo. En su estrategia publicada en 2020, Chile identificó como principales oportunidades la sustitución del hidrógeno de origen fósil en las refinerías del país y nuevas aplicaciones en transporte pesado y de larga distancia. Asimismo, el país se fijó el ambicioso objetivo de tener 25 GW de capacidad de electrólisis instalados o en desarrollo para 2030. Actualmente, Chile es el único país no perteneciente a la UE con un objetivo específico para los electrolizadores.

Con el fin de poner en práctica estas hojas de ruta, los responsables de formulación de políticas públicas necesitarán políticas para el hidrógeno que movilicen toda una serie de medidas que abarquen instrumentos regulatorios,

económicos y fiscales/financieros, códigos y normas, campañas de educación e información, subvenciones y ayudas a las asociaciones público-privadas e inversiones directas.

Cinco áreas para la acción de políticas públicas

Para ofrecer una panorámica sistemática de las opciones políticas e identificar recomendaciones esenciales, en este capítulo revisamos cinco áreas de acción de políticas públicas referidas al hidrógeno: 1) oportunidades inmediatas para el hidrógeno de bajas emisiones de carbono; 2) programas de inversión y financiamiento; 3) I+D y desarrollo de competencias; 4) normas y certificación; y 5) colaboración regional e internacional. En todos estos ámbitos, la clave del éxito radica en centrarse en las oportunidades de menor costo y con un horizonte temporal más próximo que aprovechen las políticas, las infraestructuras, las competencias, la ventaja geográfica y la demanda de hidrógeno ya existentes.

1. Oportunidades inmediatas para el hidrógeno de bajas emisiones de carbono

Descarbonización de la producción existente

En Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Trinidad y Tobago y México, la demanda de hidrógeno existente puede ser el punto de partida para el despliegue de hidrógeno de bajas emisiones de carbono y servir de laboratorio para probar nuevas tecnologías que sustituyan la producción actual por alternativas bajas en emisiones de carbono y descubran usos del hidrógeno en nuevas aplicaciones. Esto ya ha comenzado a ocurrir en Trinidad y Tobago, donde se prevé que el proyecto NewGen comience a producir alrededor de 27 kt de hidrógeno al año mediante la electrólisis del agua hacia 2024, para sustituir parte de la producción obtenida a partir de gas natural en una planta de amoníaco.

El reequipamiento de las instalaciones de producción de hidrógeno existentes con CCUS representa una oportunidad para reducir las emisiones y aumentar la producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono a corto plazo, pero depende de la disponibilidad y el costo de una infraestructura adecuada de transporte y almacenamiento de CO₂. El desarrollo de capacidad para el CCUS en América Latina requerirá avances en: 1) la identificación y el desarrollo de recursos de almacenamiento de CO₂; 2) el establecimiento de marcos jurídicos y regulatorios para las actividades de CCUS; 3) la aplicación de políticas específicas para el CCUS, tales como el apoyo a la inversión en infraestructuras

relacionadas con el CO₂; y 4) en el caso de algunos países acceso a financiamiento internacional para construir capacidad, movilizar capital y fomentar la inversión.

Creación de demanda para nuevos usos

En los países sin una producción importante de hidrógeno, los proyectos piloto tendrán que considerar tanto la producción de hidrógeno como su uso. Los proyectos piloto podrían centrarse inicialmente en las aplicaciones más fácilmente realizables y con potencial a largo plazo, como los parques de vehículos (p. ej. el proyecto piloto AdAstra en Costa Rica), la sustitución de importaciones de amoníaco (p. ej. el proyecto HyEx en Chile) o el suministro de electricidad renovable estable (p. ej. el proyecto RenewStable en Barbados). Podrían existir oportunidades adicionales en vehículos industriales pequeños, como los [montacargas utilizados en los almacenes y centros de distribución](#).

Debido a los costos actuales de producción y uso de hidrógeno con bajas emisiones de carbono, hacen falta incentivos gubernamentales para las fases iniciales de despliegue de las tecnologías de producción y suministro de hidrógeno, como, por ejemplo, subvenciones, exenciones fiscales y beneficios impositivos, entre otras medidas de apoyo a los primeros emprendedores y a los proyectos piloto. Para minimizar el impacto fiscal, el apoyo público deberá orientarse hacia proyectos que se centren en los usos del hidrógeno más prometedores para cada país y más fácilmente realizables en el momento presente como base para el desarrollo inicial. Esto se está haciendo en procesos competitivos en Chile (Aceleradora H2V) y Uruguay (H2U). El despliegue de varios proyectos piloto en sectores cercanos a los consumidores también puede ayudar a despejar posibles dudas en torno a la seguridad del hidrógeno.

A más largo plazo, medidas como la adopción de objetivos de reducción de emisiones a nivel sectorial (y de empresa), la asignación de un precio al carbono y los programas de certificación de hidrógeno o de garantía de origen podrían proporcionar señales económicas para la descarbonización a gran escala de los usos actuales del hidrógeno.

Recuadro 6 Asignación de un precio al carbono en América Latina

La fijación de precios para el carbono es un valioso instrumento en el arsenal de políticas para promover transiciones energéticas limpias y el despliegue más rápido del hidrógeno de bajas emisiones de carbono. Podría ayudar a orientar las decisiones de inversión y apoyar los objetivos de los gobiernos para lograr un despliegue más rápido del hidrógeno de bajas emisiones de carbono, al reducir los costos en comparación con la producción procedente de combustibles fósiles sin medidas de mitigación.¹⁹ Existen diferentes estimaciones del valor del precio del carbono que podría activar la inversión en hidrógeno bajo en carbono. Algunos sitúan en 50-145 dólares por tonelada de CO₂-eq el rango necesario para estimular la inversión en hidrógeno a partir de energías renovables, dependiendo del sector;²⁰ mientras que otros estiman un rango de 67-110 dólares por tonelada de CO₂-eq para que el hidrógeno bajo en carbono en cuya obtención se han usado técnicas CCUS sea competitivo frente a la producción procedente de combustibles fósiles sin medidas de mitigación.²¹

Algunos países de América Latina han adoptado gradualmente un número creciente de iniciativas explícitas de asignación de un precio al carbono, en forma de impuestos sobre el carbono, un régimen de comercio de emisiones (RCDE) o alguna combinación de ambos. Desde 2017, Argentina, Colombia y Chile aplican un impuesto al carbono, y México grava el carbono desde 2014 (en fechas más recientes se han introducido tres impuestos al carbono a nivel subnacional), lo que se complementa con un proyecto piloto de RCDE que arrancó en enero de 2020.²² Desde junio de 2021, Colombia y Brasil también están considerando introducir un RCDE, y Chile está reformando su impuesto al carbono y ha presentado una propuesta de desplegar paralelamente un sistema para limitar las emisiones de GEI, que podría concretarse en forma de RCDE o de norma de desempeño intercambiable.²³

Todas las iniciativas de fijación de precios para el carbono existentes en América Latina afectan a sectores relacionados con el hidrógeno, pero los niveles de precios son demasiado bajos para activar la inversión en hidrógeno de bajas emisiones de carbono. El grado de cobertura sectorial de estos instrumentos de tarificación del carbono varía según los países. La industria y las refinerías de petróleo están cubiertas, con algunas excepciones, incluyendo los combustibles fósiles utilizados como materia prima para la industria en Argentina. Sin embargo, los niveles de precios del carbono aplicados en estas iniciativas se sitúan todos

¹⁹ <https://www.iea.org/commentaries/the-clean-hydrogen-future-has-already-begun>.

²⁰ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-03-30/hydrogen-fueled-climate-goals-need-radical-carbon-price-hike>.

²¹ <https://www.icis.com/explore/resources/news/2020/08/03/10537257/eu-hydrogen-strategy-could-cause-power-and-carbon-prices-to-drop> y https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf.

²² <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/>.

²³ [https://icapcarbonaction.com/en/?option=com_etsmap&task=export&format=pdf&layout=list&systems\[\]=54](https://icapcarbonaction.com/en/?option=com_etsmap&task=export&format=pdf&layout=list&systems[]=54).

en el rango de 5-10 dólares por tonelada de CO₂-eq, que todavía queda por debajo del rango necesario para provocar la inversión en hidrógeno de bajas emisiones de carbono.

Algunos sistemas maduros de fijación del precio del carbono vigentes fuera de América Latina están adoptando medidas políticas para incentivar aún más el despliegue del hidrógeno de bajas emisiones de carbono. Por ejemplo, en el RCDE de la Unión Europea la mayoría de los sectores que actualmente producen hidrógeno a partir de combustibles fósiles sin medidas de mitigación ya están cubiertos por el sistema, aunque reciben una asignación gratuita del 100% al considerarse que existe riesgo de "fuga de carbono". La Unión Europea está estudiando la forma de incentivar aún más la producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono, y podría proponer disposiciones específicas en la próxima revisión de su RCDE. Otro instrumento de política públicas para establecer el precio del carbono que la Unión Europea está considerando es un sistema de licitación para los contratos por diferencias de carbono. Este remuneraría a los inversores en hidrógeno de bajas emisiones de carbono pagando la diferencia entre un precio de ejercicio del CO₂ y el precio real del CO₂ en el RCDE de la UE, de tal forma que la brecha de costos frente a la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles sin medidas de mitigación se cerraría.²⁴

2. Planes de inversión y financiamiento

En vista de que las tecnologías fundamentales del hidrógeno todavía se encuentran en una fase temprana de maduración, y dados los elevados riesgos que conllevan, los gobiernos tienen un importante cometido a la hora de sentar las bases para la inversión privada, fomentando modelos empresariales específicos, contribuyendo a la creación de la infraestructura necesaria y apoyando proyectos piloto. Entre los objetivos de los responsables de formulación de políticas deben figurar el fomento del aprendizaje entre los agentes del mercado, el desarrollo de las cadenas de suministro locales y la creación de capacidades. El propósito es alimentar un ecosistema de actores, generar impulso y ofrecer la confianza necesaria para emprender una vía estratégica y creíble para el desarrollo del hidrógeno como vector energético.

Las hojas de ruta y los procesos conducentes a su desarrollo contribuirán a este objetivo. A través de sus hojas de ruta, muchos países ofrecen una visión general de los pasos que pretenden dar a nivel regulatorio en las diferentes etapas de la estrategia de despliegue. Esto infunde en los promotores de proyectos y en los

²⁴ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf.

inversores confianza en la capacidad de alcanzar hitos a lo largo del tiempo, reduciendo el riesgo percibido y haciendo que los proyectos sean más fácilmente financiados (por ejemplo, las [directrices de obtención de permisos para proyectos de hidrógeno](#) y la elaboración de una normativa específica sobre el hidrógeno en Chile).

Los gobiernos también pueden apoyar proyectos directamente, por ejemplo, con la creación de fondos de desarrollo que proporcionen financiamiento en condiciones favorables y garantías, o a través de bancos nacionales de desarrollo, que ya han desempeñado un papel clave en el despliegue de tecnologías energéticas no contaminantes y cadenas de suministro locales en la región. Los bancos multilaterales de desarrollo ya están apoyando estudios de viabilidad y procesos de diseño de hojas de ruta en toda la región (por ejemplo, el Banco Interamericano de Desarrollo en Chile, Costa Rica, Colombia, Paraguay y Uruguay). Estos pueden contribuir al financiamiento de proyectos piloto pequeños (pero escalables), en particular los relacionados con el hidrógeno electrolítico de bajas emisiones de carbono, así como proporcionar asistencia técnica y desarrollo de capacidades. Si se consigue una demanda suficiente de hidrógeno de bajas emisiones de carbono y el progreso tecnológico lo permite, es probable que el despliegue a gran escala de las tecnologías de producción se financie en gran medida con deuda, como ocurre con la generación eólica y solar fotovoltaica. Sin embargo, es posible que la producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono a partir de combustibles fósiles tenga que depender sobre todo de fondos propios, ya que las principales instituciones multilaterales son reacias a financiar nuevos proyectos energéticos basados en combustibles fósiles.

La integración de la oferta y la demanda de hidrógeno en varios sectores necesitará nueva infraestructura habilitante con grandes exigencias de capital. Estos activos - tales como redes de estaciones de servicio de hidrógeno, infraestructuras portuarias para el comercio internacional e infraestructuras de transporte y almacenamiento de hidrógeno a gran escala - están expuestos a riesgos significativos, al depender del desarrollo tanto del consumo como de la producción de hidrógeno, además de que la tecnología todavía está relativamente inmadura. Sin embargo, la infraestructura es clave para el escalamiento de los mercados tanto a nivel nacional como internacional. En función de las circunstancias del país, se podría incluir aquí también la expansión de las redes eléctricas para apoyar un mayor despliegue de capacidad de generación de energía renovable. Por lo tanto, el apoyo público (a través, por ejemplo, de financiamiento de deuda en condiciones favorables, subvenciones, beneficios fiscales, cofinanciamiento y alianzas público-privadas) y las iniciativas regionales

para conectar mercados a través de las fronteras pueden contribuir notablemente al despliegue de la infraestructura habilitante a las cadenas de suministro de hidrógeno.

Asimismo, los gobiernos pueden desempeñar un papel crucial en la coordinación de las cadenas de valor, eliminando obstáculos y anticipando posibles cuellos de botella en el desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones de carbono como vector energético a través, por ejemplo, del establecimiento de programas de certificación de bajas emisiones de carbono y garantías de origen. La acción gubernamental también puede reducir las limitaciones en materia de transporte que impiden que la electricidad con bajas emisiones de carbono llegue a los potenciales emplazamientos para la producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono. En Paraguay, que es uno de los mayores exportadores de electricidad renovable del mundo, resolver las limitaciones en dicho ámbito podría permitir en el futuro que el país produzca hidrógeno de bajas emisiones de carbono cerca de los centros de demanda de todo el país.

En cuanto al crédito comercial, es importante señalar que a corto y medio plazo no habrá un mercado transfronterizo líquido para el hidrógeno. Por ello, es probable que los proyectos de producción de hidrógeno necesiten acuerdos de compra garantizada para ser financiados. Los actuales usuarios de hidrógeno de origen fósil y los operadores de transporte público pueden convertirse en compradores estables en las fases iniciales si las estructuras de incentivos se establecen de forma adecuada. Otro reto que se planea es que, en una primera etapa, las instalaciones de producción pueden estar estrechamente vinculadas a clientes individuales y, dado que en la cadena de valor intervienen otros proyectos que pueden ser de alto riesgo (por ejemplo, la producción de electricidad con energías renovables o la transformación de hidrógeno), el riesgo crediticio de los proyectos se eleva. En los polos industriales, una solución puede consistir en establecer intermediarios que firmen contratos plurianuales para el suministro de hidrógeno en el futuro y así reducir el riesgo percibido. En algunos países de América Latina, el riesgo cambiario también podría afectar a la capacidad de obtener financiamiento para estos proyectos.

3. I+D y desarrollo de competencias

Los responsables de formulación de políticas públicas deberían promover el desarrollo tecnológico y la innovación como punto de partida para que el hidrógeno desempeñe un papel más importante en los sistemas energéticos de América Latina a largo plazo. Se necesitan directrices y prioridades claras para orientar las actividades de I+D y la innovación. A corto plazo, la inversión en I+D

y los proyectos piloto son esenciales para potenciar mayores oportunidades a largo plazo, debido a su capacidad para crear "[espacios de convergencia](#)" en los que diferentes actores aúnen esfuerzos para desarrollar soluciones adaptadas a las necesidades y circunstancias de la región. Además, contribuyen a reducir los costos y hacen posible la adopción de nuevas tecnologías. Los gobiernos (y los consorcios en torno al hidrógeno) pueden desempeñar un papel fundamental en las fases iniciales, poniendo en contacto a empresas e instituciones interesadas en desarrollar los usos y la producción de hidrógeno en sus actividades, como se está haciendo actualmente en una [iniciativa de "matchmaking" para favorecer vínculos en Uruguay](#). En una región en la que los recursos públicos para I+D son limitados, la colaboración científica a escala regional podría ayudar a los países a afrontar retos comunes.

Los gobiernos y la industria deben ver los proyectos piloto que ensayan nuevas tecnologías como el primer paso de un proceso que podría implicar su despliegue a mayor escala. Para garantizar que estos esfuerzos iniciales efectivamente sienten las bases de un despliegue más amplio, los proyectos piloto deben ser coherentes con los objetivos estratégicos a largo plazo (ya sea a nivel nacional o de empresa).²⁵ Dada la demanda existente de hidrógeno en los sectores químico, siderúrgico y de refino de petróleo, la inversión en I+D y en proyectos piloto para las aplicaciones en estos sectores puede proceder de los propios recursos y la competencia de estas industrias, con el apoyo de regulación que fomente la inversión del sector privado en innovación. Como ejemplo de inversión en I+D liderada por el sector privado en relación con los usos existentes del hidrógeno, cabe destacar el proyecto piloto recientemente anunciado para probar un electrolizador de agua de 50 kW en la refinería de Cartagena, que será desarrollado por Ecopetrol y el Instituto Colombiano del Petróleo, así como la colaboración de mayor alcance entre Ecopetrol y el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación de Colombia. En aplicaciones nuevas y en proyectos de demostración complejos, el apoyo público a proyectos de I+D básico y aplicado será importante para fomentar el desarrollo de las cadenas de valor locales del hidrógeno.

En Brasil, el Consejo Nacional de Política Energética identificó el hidrógeno como una de las [prioridades del gasto en I+D en energía](#). En Argentina, se prevé que el desarrollo científico y tecnológico del hidrógeno sea uno de los pilares de la estrategia nacional del hidrógeno para 2030. A partir de 2021, 260 investigadores de 11 países de América Latina, España y Portugal colaborarán en la [red de](#)

²⁵ En Brasil, un proyecto piloto que puso en marcha cuatro autobuses urbanos de pila de combustible en São Paulo [se interrumpió en 2016](#) tras varios años de funcionamiento.

[investigación iberoamericana H2TRANSEL](#); más de un tercio de los grupos de investigación participantes se encuentran en Argentina. El proyecto se centra en tecnologías para la producción, el transporte y el almacenamiento de hidrógeno de bajas emisiones de carbono, así como en el uso de hidrógeno en los sectores del transporte y la energía. Asimismo, el programa pretende aprovechar las sinergias entre los grupos de investigación de la región y promover la transferencia de conocimientos al sector privado de la región. La Agencia Nacional de Investigación y Desarrollo de Uruguay (ANII) ha creado un [fondo sectorial](#) para apoyar proyectos de I+D destinados a resolver los principales retos energéticos del país, tales como la producción y exportación de hidrógeno y productos derivados con bajas emisiones de carbono.

También podrían darse oportunidades en materia de I+D y proyectos piloto, así como de colaboración regional, en las proximidades de grandes centrales hidroeléctricas, entre las que cabe señalar las grandes centrales transfronterizas de Itaipú (Brasil-Paraguay), Yacyretá (Argentina-Brasil) y Salto Grande (Argentina-Uruguay), donde podría aprovecharse el exceso de generación de energía estacional. El [Centro de Investigación del Hidrógeno](#), en el parque tecnológico de Itaipú, investiga tecnologías de electrolizadores alcalinos para desarrollar cadenas de valor locales en la fabricación de electrolizadores, mientras que la [central hidroeléctrica brasileña de Itumbiara](#) investiga tecnologías de producción y almacenamiento de hidrógeno electrolítico.

El sector privado tiene un importante papel que desempeñar en la innovación, la participación en la creación de cadenas de valor locales y la identificación de oportunidades para el despliegue del hidrógeno en consonancia con los objetivos ambientales, sociales y de gobierno corporativo (ASG) de cada empresa. En este sentido, la creación de consorcios está resultando un vehículo útil para la cooperación entre diferentes actores y para la puesta en marcha de nuevas iniciativas, como el consorcio H2AR (Argentina), H2Chile, la Alianza del Hidrógeno de Costa Rica y las asociaciones del hidrógeno de Colombia, México y Perú.

Además, un énfasis temprano en formación y desarrollo de capacidades podría ayudar a evitar cuellos de botella en la disponibilidad de la mano de obra altamente cualificada que será necesaria para la aplicación del hidrógeno a gran escala. La Agencia Nacional de Investigación y Desarrollo de Chile (ANID) está promoviendo la "formación de capital humano avanzado" para evitar posibles carencias de competencias en el futuro, una cuestión sobre la que también se hace hincapié en la red de I+D H2TRANSEL.

4. Normas y certificación

Los programas de establecimiento de normas, garantías de origen y certificación son el eslabón estratégico que falta entre las estructuras de incentivos y la aparición de mercados, o al menos el uso más amplio del hidrógeno. Las normas de seguridad son un requisito previo para cualquier nuevo uso del hidrógeno y son esenciales para garantizar que los consumidores conozcan y acepten estas nuevas tecnologías. Los sistemas de certificación de bajas emisiones de carbono y garantías de origen para la producción de hidrógeno son importantes para asegurar que el aumento del consumo de hidrógeno conlleve una reducción de las emisiones, para convertirlo en un producto atractivo para los consumidores interesados en reducir las emisiones y para acceder a los mercados internacionales emergentes de hidrógeno y productos derivados de bajas emisiones de carbono.

En paralelo al proceso de maduración de las diferentes tecnologías de producción y consumo de hidrógeno, se están debatiendo normas a nivel nacional, regional y mundial. Las normas serán determinantes para la colaboración regional e internacional a lo largo de las cadenas de valor, así como para el desarrollo de infraestructuras transfronterizas. Los esfuerzos gubernamentales y empresariales encaminados a la armonización de normas a nivel regional, así como la participación en el desarrollo de nuevas normas internacionales, podrían contribuir a un mayor despliegue de las tecnologías del hidrógeno en la región.

Varios países de la región han empezado a adaptar normas internacionales sobre seguridad (ISO 15916), calidad del combustible (ISO 14687) o electrolizadores (ISO 22734) y a incorporarlas a su propio marco normativo, allanando así el camino para su futuro despliegue. A lo largo de los próximos años, instancias y foros internacionales, como la Organización Internacional de Normalización (ISO, por sus siglas en inglés) y la Asociación Internacional para la Economía del Hidrógeno y las Celdas de Combustible (IPHE, por sus siglas en inglés), debatirán y acordarán regulaciones y normas que configurarán los mercados mundiales. Será importante que los países latinoamericanos participen en estos debates. Por ejemplo, los países podrían tomar parte en el Foro Mundial de la ONU para la armonización de las normativas sobre vehículos (WP.29). Esto podría mejorar su posición para beneficiarse de las normas desarrolladas en los principales mercados mundiales y permitirles así armonizar las suyas con los últimos avances internacionales.

Los programas de certificación y de garantía de origen desempeñarán un papel importante a la hora de permitir que el hidrógeno de bajas emisiones de carbono se vuelva atractivo frente al hidrógeno de altas emisiones de carbono, y para

garantizar que un uso creciente del hidrógeno contribuya a los objetivos de reducción de emisiones y a la descarbonización del sector energético. A corto plazo, los programas de certificación pueden fomentar la oferta y la demanda de hidrógeno de bajas emisiones de carbono a nivel nacional, permitiendo a los consumidores y a los productores locales demostrar la reducción de sus emisiones, haciendo que el producto resulte más atractivo para los usuarios finales con objetivos de reducción de emisiones. Además, el establecimiento de programas de garantía de origen sólidos y transparentes facilitará el seguimiento del hidrógeno a lo largo de su cadena de suministro, la demostración de que el hidrógeno se produce con recursos de bajas emisiones de carbono y la creación de una potencial fuente de ingresos para los productores de hidrógeno de bajas emisiones de carbono. Por último, para los países que se proyectan como futuros exportadores de hidrógeno de bajas emisiones de carbono, es importante seguir y, cuando sea posible, participar activamente en el proceso de desarrollo de la certificación en los futuros mercados de exportación. Esto permite asegurar el acceso al mercado de la producción de la región, al contar con sistemas de certificación de bajas emisiones de carbono compatibles y bien establecidos.

Los países podrían tomar como punto de partida los sistemas de certificación o garantías de origen vigentes que se utilizan actualmente para la electricidad renovable. Por ejemplo, la plataforma Renova, desarrollada por el operador del sistema independiente chileno (Coordinador Eléctrico Nacional), certifica tanto el origen como el destino de la electricidad renovable. Estos programas podrían [facilitar la certificación](#) del hidrógeno electrolítico producido con electricidad de red baja en carbono.

Un primer paso para desarrollar mecanismos de certificación compatibles a nivel mundial es alcanzar un amplio consenso internacional sobre la metodología para calcular la huella de carbono de las distintas vías de producción de hidrógeno. Este tema se está debatiendo en estos momentos en el Grupo de Trabajo de Análisis de la Producción de Hidrógeno (H2PA) de la IPHE. En la actualidad, el proyecto privado [CertifHy](#), que establece criterios para las definiciones de "hidrógeno verde" e "hidrógeno bajo en carbono", es el único programa de certificación que existe, pero su aplicación se ve frenada por la falta de acuerdo sobre su alcance y metodología. En Australia, se está desarrollando [otro programa internacional](#) de certificación y garantía de origen para hacer un seguimiento de las tecnologías de producción, las emisiones de carbono y el lugar de producción. Este programa podría ampliarse posteriormente para incluir el consumo de agua y otros factores. Este enfoque permitiría a los países (o regiones) establecer sus propias definiciones de hidrógeno de "bajas emisiones" tomando como referencia las normas internacionales acordadas.

5. Colaboración regional e internacional

Los gobiernos de América Latina deberían colaborar a nivel internacional para garantizar que el hidrógeno no se desarrolle en núcleos aislados de los avances mundiales, ya que esto podría impedir que se saque partido de los grandes avances tecnológicos y se abran oportunidades para el comercio internacional.

Actualmente, los sistemas energéticos de América Latina están interconectados más que integrados, y las infraestructuras de interconexión existentes, tanto para el comercio de electricidad como de gas natural, suelen tener bajas tasas de utilización, especialmente en América del Sur. Identificar aspectos complementarios a nivel regional puede ayudar a acelerar el desarrollo del hidrógeno y a establecer cadenas de valor regionales a través de economías de escala, aumentando el atractivo para los inversores. El diálogo y la colaboración regionales (e internacionales) serán esenciales para identificar las numerosas sinergias y oportunidades de negocio que podría haber a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno y acordar una acción conjunta para desarrollarlas. El despliegue del hidrógeno en determinadas aplicaciones depende de la colaboración regional, incluida la descarbonización del transporte de larga distancia, que requerirá un desarrollo coordinado y compatible de las infraestructuras de servicio y recarga para apoyar la movilidad transfronteriza.

La colaboración regional puede ayudar a financiar proyectos conjuntos de I+D de mayor envergadura, poniendo en común y optimizando el uso de recursos limitados y priorizando el desarrollo conjunto de tecnologías relevantes para la región, como las aplicaciones en la minería a gran altitud o la descarbonización del suministro eléctrico en las islas del Caribe.

Los países vecinos también podrían aprovechar las infraestructuras transfronterizas existentes para acelerar el aprendizaje a ambos lados de la frontera y desarrollar las infraestructuras necesarias. Las grandes centrales hidroeléctricas ubicadas entre Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay podrían prestar apoyo a proyectos piloto que requieren pequeños volúmenes de hidrógeno electrolítico para nuevas aplicaciones. Algunos de los gasoductos que ya conectan Chile y Argentina están actualmente infrautilizados y pasan por algunas de las mejores zonas para la producción de hidrógeno. En el futuro podrían ser buenos candidatos a una adaptación para transportar hidrógeno puro como parte de una red que permita exportaciones regionales a través de los puertos del Pacífico y del Atlántico. La colaboración regional también puede aprovechar mecanismos existentes en la actualidad, como el Sistema de Integración Centroamericana (SICA), que fomenta el despliegue regional de tecnologías energéticas no contaminantes y que podría empezar a trabajar en el

tema. Algunas iniciativas e instituciones existentes podrían adoptar un enfoque similar, como la [Comisión de Integración Energética Regional](#) (CIER) para América Latina y el Caribe. A nivel internacional, existen valiosos foros sobre el hidrógeno que incluyen iniciativas impulsadas por los gobiernos (Iniciativa CEM H2, IPHE, Programa de Colaboración Tecnológica en materia de Hidrógeno de la AIE), las empresas ([Consejo del Hidrógeno](#)) y el mundo académico (H2TRANSEL).

El potencial de la región para exportar hidrógeno y productos derivados de bajas emisiones de carbono hace necesario establecer un diálogo con los posibles importadores,²⁶ trabajar con ellos para identificar y paliar posibles barreras (como regulación, aranceles u otras barreras no arancelarias) y hacer un seguimiento estrecho de la evolución y los marcos regulatorios emergentes en esos mercados. En la Unión Europea, se prevé que el paquete de medidas "[Objetivo 55](#)", que se enmarca en el Pacto Verde del bloque, aborde temas que podrían ser importantes para las perspectivas de América Latina como potencial exportador a este mercado, tales como las garantías de origen y los umbrales de emisiones para combustibles y productos industriales bajos en emisiones de carbono. La colaboración internacional permitiría a la región beneficiarse de las lecciones aprendidas de la experiencia y de las mejores prácticas internacionales en materia de políticas y regulación, así como de apoyo técnico y transferencia de tecnología.

Tabla 5 Participación de los países latinoamericanos en iniciativas internacionales seleccionadas sobre el hidrógeno

Iniciativa	Países
Comité Técnico 197 de la Organización Internacional de Normalización (ISO) (Tecnologías del hidrógeno)	AR (miembro), BR (observador)
Asociación Internacional para la Economía del Hidrógeno y las Pilas de Combustible	BR, CL, CR
Iniciativa relativa al hidrógeno del Foro Clean Energy Ministerial	BR, CL, CR
Programa de colaboración tecnológica en materia de hidrógeno de la AIE	Sin participación de gobiernos Hychico (patrocinador)
Misión Innovación - Misión Hidrógeno Limpio	CL (colíder)

Notas: AR = Argentina; BR = Brasil; CL = Chile; CR = Costa Rica.

²⁶ En julio de 2021, los gobiernos de Chile y de los Países Bajos emitieron una [declaración conjunta](#) sobre el comercio de hidrógeno de bajas emisiones de carbono.

Recomendaciones para los responsables de formulación de políticas públicas

La próxima década será crucial para las perspectivas a largo plazo del hidrógeno en la transición hacia energías limpias en América Latina. Los gobiernos tienen la posibilidad de actuar ahora con el fin de garantizar que sus países estén preparados para aprovechar el potencial de descarbonización a largo plazo del hidrógeno, y que éste cree oportunidades de desarrollo económico y social para sus ciudadanos.

Teniendo en cuenta el bajo grado de madurez de varias tecnologías de uso final, es posible que las nuevas aplicaciones del hidrógeno no tengan un gran impacto en las emisiones de aquí a 2030, pero su potencial para la descarbonización y el desarrollo económico a largo plazo es considerable, especialmente en la industria y el transporte. En los siguientes epígrafes presentamos las conclusiones del informe en forma de recomendaciones para los responsables de formulación de políticas que aspiren a desarrollar el hidrógeno en América Latina.

Definir una visión a largo plazo del hidrógeno en el sistema energético

Las estrategias y hojas de ruta nacionales son vitales para orientar el desarrollo del hidrógeno hacia los sectores y las aplicaciones más relevantes para cada país. Estos documentos estratégicos deberían:

- Considerar todos los pasos de la cadena de valor del hidrógeno, desde la producción hasta los usos finales, incluyendo la demanda de hidrógeno existente en el país.
- Identificar sectores estratégicos y oportunidades a corto, mediano y largo plazo, así como sus requisitos en materia de regulación e infraestructuras.
- Establecer objetivos e hitos creíbles pero ambiciosos, que abarquen tanto la producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono como la demanda existente y futura en sectores clave, e incluir mecanismos para seguir sus progresos y revisarlos a medida que las tecnologías alcancen su madurez.
- Garantizar la coherencia con una estrategia de descarbonización más amplia, así como la complementariedad con políticas y programas para la promoción de otras tecnologías energéticas no contaminantes con potencial para convertirse en los

principales motores de la descarbonización en ciertos sectores, como la electrificación directa del transporte.

- Desarrollar una visión de la posición del país en la futura industria del hidrógeno, teniendo en cuenta las capacidades tecnológicas e industriales y las oportunidades para aprovechar la infraestructura y las cadenas de valor existentes, y apoyar la creación de ecosistemas nacionales y regionales para facilitar el despliegue temprano.
- Considerar los avances en otras partes de la región y tratar de encontrar aspectos complementarios y sinergias.
- Establecer mecanismos de coordinación con el sector privado, inclusive en el ámbito de los servicios financieros, con el fin de garantizar que sus inversiones e iniciativas complementen los esfuerzos del sector público, se ajusten a los objetivos estratégicos y generen oportunidades para los ciudadanos.

Identificar oportunidades a corto plazo y respaldar la implantación inicial de tecnologías clave

Aunque no se prevé que las tecnologías del hidrógeno vayan a tener un gran impacto en los sistemas energéticos de América Latina a corto plazo, las medidas que los responsables de formulación de políticas tomen de aquí a 2030 serán cruciales para aprovechar su potencial a largo plazo en lo que respecta a la reducción de emisiones y las oportunidades económicas.

La descarbonización de la demanda actual representa una gran oportunidad para aumentar la producción con bajas emisiones de carbono y reducir las emisiones a corto plazo. En cuanto a los nuevos usos, los proyectos piloto a pequeña escala son esenciales para descubrir nuevas tecnologías que podrían impulsar la demanda a largo plazo. En los países donde la demanda de hidrógeno es escasa, los esfuerzos iniciales deberían centrarse en tecnologías con un potencial impacto significativo en las emisiones a largo plazo, como el transporte pesado, el transporte marítimo y la aviación. Asimismo, los gobiernos pueden apoyar la creación inicial de ecosistemas de hidrógeno mediante el establecimiento de registros públicos e iniciativas para favorecer vínculos, que pongan en contacto a empresas e instituciones interesadas en incorporar las tecnologías del hidrógeno a sus actividades, incluso más allá de las fronteras nacionales.

Tabla 6 Principales oportunidades para el despliegue de hidrógeno de bajas emisiones de carbono en América Latina de aquí a 2030

Sector	Uso actual del hidrógeno	Suministro de hidrógeno de bajas emisiones de carbono	Medidas políticas y regulatorias	Periodo de tiempo para el despliegue a gran escala	
		Oportunidades	Desafíos		
Refino de petróleo	Se utiliza principalmente para eliminar impurezas (por ejemplo, el azufre) del petróleo crudo y mejorar los crudos más pesados	<p>Adaptar (o construir nueva) capacidad de producción a base de gas natural con CCUS</p> <p>Sustituir las compras de hidrógeno en el mercado, o parte de la producción in situ, por hidrógeno procedente de electricidad con bajas emisiones de carbono</p>	<p>Disponibilidad de lugares de almacenamiento y transporte de CO₂ (GN con CCUS)</p> <p>Estrecha integración de la producción y el uso de hidrógeno con otros procesos de refinería</p> <p>Influencia del costo de producción del hidrógeno en los márgenes de refino</p>	<p>Normas sobre combustibles bajos en emisiones de carbono</p> <p>Obligaciones en materia de combustibles renovables</p> <p>Incentivos fiscales</p> <p>Impuestos sobre los combustibles</p> <p>Precio del carbono</p> <p>Apoyo público al gasto operativo (OPEX) y en inversión (CAPEX)</p>	Finales de la década de 2020
Producción química	Materia prima para la producción de amoníaco y metanol, y se utiliza en algunos otros procesos químicos a menor escala	<p>Para la producción de amoníaco: adaptación (o nueva construcción) de capacidad de producción de hidrógeno con CCUS</p> <p>Inyección de hidrógeno electrolítico en la producción existente a base de gas natural</p>	<p>Disponibilidad de lugares de almacenamiento y transporte de CO₂</p> <p>El almacenamiento de hidrógeno es necesario para utilizar el hidrógeno electrolítico más allá de los límites de flexibilidad del proceso</p> <p>La producción de urea y metanol seguirá necesitando una fuente de carbon</p>	<p>Etiquetas/certificación de abonos bajos en carbono</p> <p>Incentivos fiscales</p> <p>Precio del carbono</p> <p>Apoyo público al gasto operativo (OPEX) y en inversión (CAPEX)</p>	Finales de la década de 2020

Sector	Uso actual del hidrógeno	Suministro de hidrógeno de bajas emisiones de carbono	Medidas políticas y regulatorias	Periodo de tiempo para el despliegue a gran escala	
		Oportunidades	Desafíos		
Hierro y acero	La vía del proceso DRI-EAF representa el 14% de la producción de acero bruto de la región y requiere hidrógeno en una mezcla de gases	<p>Adaptación de instalaciones DRI con CCUS, o inyección de hidrógeno electrolítico en la producción existente a base de gas natural</p> <p>Mezcla de hidrógeno electrolítico por inyección en altos hornos</p>	Impacto en los márgenes de un sector que se enfrenta a la fuerte competencia de productores de fuera de la región	<p>Etiquetas/certificación de acero con bajas emisiones de carbono</p> <p>Programas de contratación pública con bajas emisiones de carbono</p> <p>Subvenciones/financiamiento de I+D</p> <p>Incentivos fiscales</p> <p>Precio del carbono</p> <p>Apoyo público al gasto operativo (OPEX) y en inversión (CAPEX)</p>	<p>Finales de la década de 2020 (para la mezcla de hidrógeno en altos hornos y DRI)</p> <p>Después de 2030, para el 100% del hidrógeno en DRI</p>
Transporte	Limitado a 2 autobuses de celda de combustible (en Brasil y Costa Rica) y 4 automóviles de celda de combustible en Costa Rica	<p>El hidrógeno podría ayudar a descarbonizar modalidades de transporte en las que la electrificación directa no es posible</p> <p>Los automóviles y los autobuses pueden contribuir a la demanda de hidrógeno a corto plazo, mientras que los camiones y el transporte marítimo constituyen una posible demanda de mayor envergadura a largo plazo</p>	<p>Se necesitan más avances tecnológicos</p> <p>Necesidades de infraestructuras</p> <p>Alto impacto de los costos de los combustibles en los márgenes</p> <p>Compatibilidad regional para aplicaciones transfronterizas</p>	<p>Imposición de objetivos de fabricación de vehículos de cero emisiones (VCE)</p> <p>Sistemas de contratación pública de VCE</p> <p>Impuestos de matriculación de vehículos diferenciados</p> <p>Normas sobre combustibles de bajas emisiones de carbono</p> <p>Subvenciones directas a la compra o programas de apoyo a la construcción de infraestructuras de repostaje</p> <p>Tasas portuarias y de tránsito diferenciadas (transporte marítimo)</p>	<p>Finales de la década de 2020 para los LDV y los autobuses</p> <p>Con posterioridad a 2030 para aplicaciones de larga distancia (camiones y barcos)</p>

Nota: VCE = vehículo de cero emisiones.

Dar apoyo a los primeros programas de financiamiento y reducir el riesgo de inversión

La movilización de capital para el hidrógeno requerirá fuentes de financiamiento y mecanismos de gestión de riesgos específicos en las diferentes etapas de desarrollo tecnológico, así como mayor apoyo público durante las primeras fases. A medida que las tecnologías del hidrógeno de bajas emisiones de carbono pasen de los proyectos piloto y de demostración al despliegue a gran escala a medio y largo plazo, y el sector se vuelva más maduro y competitivo, la percepción del riesgo podría mejorar y cabría esperar más capital privado en condiciones de mercado.

Para cuando el hidrógeno supere la fase piloto, es fundamental que los gobiernos hayan establecido marcos de inversión adecuados para fomentar el despliegue de las tecnologías del hidrógeno que mejor se adapten a la transición hacia energías no contaminantes en cada país. En este sentido, una decidida estrategia nacional sobre el hidrógeno, con objetivos e hitos claros, así como procesos de seguimiento, puede contribuir desde ya mismo a definir una trayectoria estable que oriente a los inversores y los promotores de proyectos, aumentando la fiabilidad del proceso de conformación del mercado y animando a los agentes a explorar oportunidades.

En una etapa inicial, asociaciones público-privadas y préstamos en condiciones favorables de bancos de desarrollo nacionales y multilaterales, así como instrumentos mixtos de financiamiento, podrían contribuir a financiar los primeros proyectos y a encauzar el sector. Los modelos de negocio deben adaptarse a la dispersión inicial de los puntos de producción y demanda, y los gobiernos pueden ayudar en esta etapa fomentando la acción conjunta de los consorcios y actuando como mediadores entre los potenciales proveedores y consumidores de hidrógeno de bajas emisiones de carbono, incluyendo a actores internacionales.

Además, en una trayectoria similar a la seguida por las energías renovables, podría ser necesario contar con recursos públicos para respaldar un mayor despliegue de tecnologías del hidrógeno no contaminantes antes de que alcancen la competitividad de costos, aunque se observan importantes diferencias, como el hecho de que actualmente no exista para el hidrógeno algo equivalente a los acuerdos de compra de energía. En este sentido, podrían aplicarse de forma generalizada diversas medidas, desde políticas que estimulen la demanda, marcos fiscales propicios (con incentivos fiscales y fijación de precios del carbono, por ejemplo) y objetivos sectoriales, hasta instrumentos económicos que mitiguen las barreras de costos iniciales elevados y mecanismos que permitan rentabilizar

los coproductos (tales como flexibilidad para los sistemas eléctricos o el oxígeno coproducido a partir de la electrólisis del agua). La coordinación temprana con el sector financiero - para conseguir que éste comprenda cómo funcionan los proyectos de hidrógeno, cómo se pueden mitigar los diferentes riesgos, etc. - es fundamental si se quiere garantizar que la concesión de financiamiento no se convierta en un cuello de botella para la buena ejecución de los proyectos.

Más adelante, cuando los mercados alcancen mayor madurez y las tecnologías del hidrógeno se desplieguen a mayor escala, los instrumentos concesionales y las medidas de apoyo podrían retirarse gradualmente a medida que el papel tanto de los bancos de desarrollo como de los gobiernos se desplace hacia una función catalizadora de proyectos, en vez del apoyo financiero directo. A este respecto, un enfoque predecible a largo plazo ofrecería un gran apoyo inicial, evitando al mismo tiempo ciclos artificiales de fuerte expansión y contracción, que podrían resultar perjudiciales para el despliegue.

Centrarse en I+D y en la formación para aprovechar los beneficios adicionales asociados a la reducción de emisiones

El desarrollo tecnológico es esencial para desbloquear las oportunidades que el hidrógeno podría ofrecer a los sistemas energéticos de la región. Centrarse en la innovación desde un primer momento podría ayudar a desarrollar soluciones tecnológicas adaptadas a las prioridades y condiciones locales, en consonancia con los objetivos energéticos y climáticos más amplios. Teniendo en cuenta que los recursos disponibles para la investigación son limitados, la colaboración regional entre investigadores podría agilizar el trabajo en aplicaciones relevantes para la región, mejorar el uso de los recursos públicos y, en el futuro, promover el desarrollo de cadenas de valor regionales. Es necesario contar con socios internacionales para adquirir experiencia mientras se crean capacidades regionales para desarrollar el conocimiento y fabricar los equipos en los que la región pueda ser competitiva. Por ejemplo, los potenciales objetivos en materia de electrólisis de la región podrían animar a fabricantes de electrolizadores a abrir fábricas en América Latina o a fabricantes locales a aumentar sus propias capacidades.

Las iniciativas del sector privado, como los consorcios y las asociaciones nacionales de hidrógeno, pueden desempeñar un papel importante a la hora de coordinar los esfuerzos de empresas individuales y de identificar futuras oportunidades comerciales. Estas iniciativas de la industria también deberían dar cabida al mundo académico con el fin de identificar posiciones comunes en

cuanto a las prioridades de I+D, optimizar la inversión y maximizar la transferencia de conocimientos. Una atención temprana al desarrollo de habilidades podría ayudar a generar oportunidades y prevenir futuros problemas de escasez de recursos humanos a medida que la industria se desarrolla.

El fomento de capacidades en toda la cadena de valor del hidrógeno, como la fabricación de equipos, la producción de hidrógeno, el despliegue de infraestructuras y usos finales, podría acarrear beneficios adicionales más allá de la reducción de emisiones, como desarrollo económico, empleo y oportunidades para los inversionistas. Para maximizar estos beneficios y garantizar que generen oportunidades para todos, el compromiso y la coordinación entre los sectores público y privado, así como el mundo académico y la sociedad civil, deben ser una prioridad en la elaboración de políticas desde los primeros pasos del proceso de planificación. Esta coordinación también es esencial para garantizar una comunicación eficaz y aumentar el nivel de comprensión de estas tecnologías emergentes entre los potenciales consumidores, los proveedores de servicios y de financiamiento, y en la sociedad en general, así como para manejar las expectativas en torno a la velocidad de su adopción.

Utilizar programas de certificación para incentivar la producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono y generar oportunidades de mercado

El hidrógeno sólo puede propiciar transiciones hacia energías limpias en América Latina si es de bajas emisiones de carbono. Los programas de certificación y de garantía de origen son esenciales para asegurar esto, y deben ser lo más neutrales posible desde el punto de vista tecnológico para fomentar la innovación futura. El establecimiento de mecanismos de certificación adecuados debe tener carácter prioritario desde el principio para la región, ya que su diseño y aplicación suelen ser procesos largos.

Los programas de certificación también pueden hacer que el hidrógeno de bajas emisiones de carbono sea más atractivo para consumidores potenciales, como empresas interesadas en reducir sus emisiones de conformidad con sus compromisos ASG o sus objetivos corporativos en materia de energía y clima. Además, sistemas robustos y transparentes de garantías de origen permiten a los productores demostrar que su hidrógeno procede de fuentes con bajas emisiones de carbono. A largo plazo, contar con programas de certificación de bajas emisiones de carbono y de garantías de origen bien establecidos para la producción de hidrógeno también permitirá a los países acceder a mercados emergentes de importación de productos superiores (premium) con bajas

emisiones de carbono derivados del hidrógeno, como acero y fertilizantes con bajas emisiones de carbono y, con el tiempo, hidrógeno de bajas emisiones de carbono o vectores de hidrógeno (hydrogen carriers).

Para aprovechar estas oportunidades, los mecanismos de certificación de hidrógeno bajo en carbono y las garantías de origen de la región deben ser compatibles con los que se desarrollen en los futuros mercados de importación. La ambición de América Latina de convertirse en una potencia en hidrógeno de bajas emisiones de carbono exige que participe activamente en los foros e iniciativas internacionales desde su inicio, lo que le daría la oportunidad de intervenir en la configuración de los futuros mercados del hidrógeno.

Cooperar a escala regional e internacional para posicionar a América Latina en el panorama mundial del hidrógeno.

En la próxima década, los países latinoamericanos se enfrentarán a muchos retos similares en el desarrollo de la producción y el uso de hidrógeno bajo en carbono. El diálogo regional en torno al hidrógeno puede ayudar a encontrar aspectos complementarios en la producción, el transporte y el uso de hidrógeno en el futuro, así como a identificar futuras oportunidades comerciales de ámbito regional.

La coordinación de la actividad de innovación y redes de I+D podría contribuir a optimizar el uso de recursos públicos para encontrar soluciones a los retos energéticos regionales y crear cadenas de valor regionales con base tecnológica. La colaboración regional es esencial para fomentar la movilidad sostenible, que necesitará infraestructuras y normas compatibles para los vehículos de cero emisiones (incluidas baterías y celdas de combustible) y el transporte marítimo y aéreo de bajas emisiones de carbono en toda la región. La descarbonización del transporte de mercancías, a través de una combinación de tecnologías de movilidad sostenible, podría ser un ámbito prometedor para la colaboración regional en América Latina, por ejemplo, mediante la identificación de corredores estratégicos para diferentes infraestructuras dentro de un marco integral.

Los países pueden encontrar oportunidades para acelerar el progreso en toda la región aprovechando las infraestructuras transfronterizas existentes, como los gasoductos y las grandes centrales hidroeléctricas binacionales, así como los planes de integración energética existentes. También pueden apoyarse en alianzas regionales para promover tecnologías energéticas limpias; un ejemplo

es el objetivo de la iniciativa RELAC de que el 70% de la capacidad instalada a nivel regional provenga de fuentes renovables en 2030.²⁷

A nivel mundial, América Latina puede beneficiarse significativamente de la participación activa en iniciativas y foros mundiales desde sus primeras etapas, y de la búsqueda de oportunidades de colaboración internacional en materia de hidrógeno, como por ejemplo a través de la IPHE, CEM-H2I, MI-H2, entre otras opciones. En particular, el establecimiento de estructuras regionales permanentes de cooperación permitiría un enfoque coordinado para la región, sin renunciar a la autonomía nacional. El hidrógeno no debe desarrollarse en núcleos aislados a nivel nacional o regional. Esto podría impedir a los países beneficiarse de avances tecnológicos descubiertos en otros lugares, disfrutar de economías de escala a nivel regional o aprovechar oportunidades de comercio internacional.

²⁷ https://ledsgp.org/2019/12/latin-america-and-the-caribbeans-historic-commitment-towards-renewable-energy/?loclang=en_gb.

Anexo

Tabla 7 Cartera de proyectos de hidrógeno de bajas emisiones de carbono en América Latina

Nombre	País	Socios	Año	Tecnología	Tamaño anunciado	Uso final	Estado
Hychico, Comodoro Rivadavia	AR	Hychico Hydrogenics	2008	Electrólisis alcalina	120+60m ³ H ₂ /h	Sector eléctrico	Operativo
H ₂ ARMMONIA	AR	H2AR		RMV/ATR+ CCUS Electrólisis	176 kt H ₂ /año	Amoníaco	Etapas iniciales
Planta experimental de Pico Truncado	AR	Municipio de Pico Truncado Gobierno federal de Santa Cruz	2005	Electrólisis alcalina	100m ³ H ₂ /día	Transporte (híbrido GNC/H ₂)	Ocioso
Barcos de hidrógeno de la UFRJ	BR	COPPE-UFRJ		Motores híbridos de etanol-hidrógeno	Hasta 100 pasajeros	Transporte marítimo de pasajeros	Etapas iniciales
Autobús de celda de combustible de la UFRJ	BR	COPPE-UFRJ	2012	Electrólisis		Transporte por carretera (autobús con celda de combustible)	Operativo
Base One	BR	Energix Black & Veatch	2025	Electrólisis	600 kt H ₂ /año	Exportaciones	Etapas iniciales
Proyecto de amoníaco Porto do Açú Fortescue	BR	Fortescue Porto do Açú		Electrólisis	250 kt NH ₃ /año	Amoníaco	Etapas iniciales
Porto de Suape	BR	Qair Brasil Gobierno de Pernambuco		Electrólisis			Etapas iniciales
Renewstable Barbados	BB	HDF		Electrólisis MEP y celda de combustible	15 MW electrólisis 3 MW celda de combustible	Sector eléctrico	Etapas iniciales
Proyecto de amoníaco AES Gener	CL	Aes Gener		Electrólisis	850 MW potencia renovable	Amoníaco	Etapas iniciales
Microrred Cerro Pabellón con sistema de almacenamiento de hidrógeno de 450 kWh	CL	Enel EPS	2017	Electrólisis	50 kW electrólisis	Sector eléctrico	Operativo
H Valle Sur	CL	TCI Gecomp		Electrólisis		Silvicultura (camiones)	Etapas iniciales

Nombre	País	Socios	Año	Tecnología	Tamaño anunciado	Uso final	Estado
Haru Oni, Fase 1	CL	ENEL AME HIF ENAP Siemens Porsche	2022	Electrólisis	750.000 litros de metanol/año	Combustibles sintéticos	Etapas iniciales
Haru Oni, Fase 2	CL		2024	Electrólisis	55 millones de litros de combustible sintético/año	Combustibles sintéticos	Etapas iniciales
Haru Oni, Fase 3	CL		2026	Electrólisis	550 millones de litros de combustible sintético/año	Combustibles sintéticos	Etapas iniciales
HNH	CL	AustriaEnergy Ökowind EE	2026	Electrólisis	1400 MW electrólisis	Amoníaco	Etapas iniciales
Hoasis	CL	TCI Gecomp		Electrólisis	102 kt de H ₂ /año	Amoníaco y metanol	Etapas iniciales
HyEx Fase 1	CL	ENAEX ENGIE	2023	Electrólisis	26 MW electrólisis	Amoníaco	Etapas iniciales
HyEx Fase 2	CL			Electrólisis	780 MW electrólisis	Amoníaco	Etapas iniciales
Hy-Fi	CL	CORFO	2025	Electrólisis	650t H ₂ /día		Etapas iniciales
METH2 Atacama	CL	Sowitec		Electrólisis	300 MW electrólisis	Metanol	Etapas iniciales
Montacargas de Walmart	CL	Walmart ENGIE		Electrólisis	159 montacargas de hidrógeno	Carretillas elevadoras	Etapas iniciales
Electrolizador Ecopetrol 50kW	CO	Ecopetrol	2022	Electrólisis	50 kW electrólisis	Refino de petróleo	En construcción
Proyecto de Ecosistema de Transporte de Costa Rica	CR	AdAstra	2017	Electrólisis MEP	1 m ³ /h	Transporte por carretera	Operativo
Proyecto de Ecosistema de Transporte de Costa Rica	CR	AdAstra	2021	Electrólisis MEP	3 m ³ /h	Transporte por carretera	En construcción
ClearGen	FR	HDF	2019	Celda de combustible de PEM	1 MW celda de combustible	Sector eléctrico	Operativo
CEOG	FR	HDF	2022	Electrólisis MEP y celda de combustible	16 MW electrólisis 3 MW celda de combustible	Sector eléctrico	Etapas iniciales
Energía Los Cabos	MX	HDF		Electrólisis MEP y celda de combustible	35 MW electrólisis 9 MW celda de combustible	Sector eléctrico	Etapas iniciales
Tarafert amoníaco bajo en carbono	MX	Tarafert				Amoníaco/urea	Etapas iniciales
Delicias Solar	MX	Delicias Solar		Electrólisis	35 MW electrólisis	Inyección a la red	Etapas iniciales

Nombre	País	Socios	Año	Tecnología	Tamaño anunciado	Uso final	Estado
Proyecto de biocombustible Omega Green del grupo ECB	PY	Grupo ECB Gobierno de Paraguay	2024		53 kt de H ₂ /año	Biocombustibles avanzados	Etapas iniciales
Proyecto piloto de Petropar	PY	Petropar		Electrólisis	3 plantas de producción en el país	Transporte por carretera y marítimo	Etapas iniciales
NewGen	TT	Tringen 2 Yara Gobierno de Trinidad y Tobago	2024	Electrólisis	170-185 MW electrólisis	Amoníaco	Etapas iniciales
		MIEM					
H2U	UY	ANCAP UTE		Electrólisis	1,5-5 MW electrólisis	Transporte por carretera	Etapas iniciales

Notas: AR = Argentina; BB = Barbados; BR = Brasil; BO = Bolivia; CL = Chile; CO = Colombia; CR = Costa Rica; FR = Francia; MX = México; PY = Paraguay; TT = Trinidad y Tobago; UY = Uruguay.

Abreviaturas

ATR	reformado autotérmico
BEV	vehículo eléctrico de batería
BF-BOF	alto horno con convertidor básico al oxígeno
CAPEX	gasto de capital
CCS	captura y almacenamiento de carbono
CCU	captura y utilización de carbono
CCUS	captura, utilización y almacenamiento de carbono
GNC	gas natural comprimido
CNPE	Consejo Nacional de Política Energética (Brasil)
CO ₂	dióxido de carbono
CO ₂ -eq	equivalente de dióxido de carbono
CORFO	Corporación de Fomento de la Producción (agencia de desarrollo económico de Chile)
DRI	hierro sometido a reducción directa
DRI-EAF	horno de arco eléctrico que utiliza hierro de reducción directa
RMP	recuperación mejorada de petróleo
EPE	Oficina de Investigación Energética (Brasil)
ASG	ambiental, social y gobierno corporativo
RCDE	régimen de comercio de derechos de emisión
FCEV	vehículo eléctrico de celda de combustible
GEI	gases de efecto invernadero
AVH	aceites vegetales tratados con hidrógeno
IPHE	Asociación Internacional para la Economía del Hidrógeno y las Celdas de Combustible
ISO	Organización Internacional de Normalización
MeOH	metanol
LCV	vehículo comercial ligero
LCOH	costo nivelado de la producción de hidrógeno
LDV	vehículo ligero
GNL	gas natural licuado
LPV	turismo ligero
LHV	valor calorífico inferior
NG	gas natural
GN ₃	amoníaco
OPEX	gasto operativo
MEP	membrana electrolítica polimérica
FV	fotovoltaica
RELAC	Energía Renovable en América Latina y el Caribe
I+D	investigación y desarrollo
SICA	Sistema de Integración Centroamericana
RMV	reformado de metano con vapor

c	con
s	sin
VCE	vehículo de cero emisiones

Unidades de medida

MMC	millones de metros cúbicos
GW	gigavatios
h	hora
kg	kilogramo
km	kilómetro
km ²	kilómetro cuadrado
kt	miles de toneladas
kW	kilovatio
kW _e	kilovatio eléctrico
kWh	kilovatio hora
MBtu	millones de unidades térmicas británicas
Mt	megatoneladas
MW	megavatios
MWh	megavatios hora
t	tonelada
a	año

Spanish translation of *Hydrogen in Latin America*

El presente documento fue publicado originalmente en inglés. Aunque la AIE no ha escatimado esfuerzos para asegurar que su traducción al español constituya un reflejo fiel del texto original, se pueden encontrar ligeras diferencias.

No reproduction, translation or other use of this publication, or any portion thereof, may be made without prior written permission. Applications should be sent to: rights@iea.org

This publication reflects the views of the IEA Secretariat but does not necessarily reflect those of individual IEA member countries. The IEA makes no representation or warranty, express or implied, in respect of the publication's contents (including its completeness or accuracy) and shall not be responsible for any use of, or reliance on, the publication. Unless otherwise indicated, all material presented in figures and tables is derived from IEA data and analysis.

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

IEA. All rights reserved.

IEA Publications

International Energy Agency

Website: www.iea.org

Contact information: www.iea.org/about/contact

Typeset in France by IEA - August 2021

Cover design: IEA

Photo credits: © Shutterstock

Hydrogen H_2

